



УЧРЕДИТЕЛИ:
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,
НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,
ФЕДЕРАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЩЕСТВ

Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 10₂₀₀₁

Содержание

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 2 **Петров Ю. И., Меренов А. А., Усман Ю. М., Серков Д. Е., Котлер В. Р.** Снижение выбросов NO_x на котлах ТГМЕ-464 малозатратной реконструкцией горелок
- 7 **Вспомогательное** оборудование АО САРЭНЕРГОМАШ

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 9 **Железко Ю. С., Савченко О. В.** Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях
- 13 **Мозгалева В. С., Тодирка С. Н., Богданов В. А., Пономаренко И. С., Сипачева О. В., Скорняков А. Ю.** Информационное обеспечение автоматизированных систем управления распределительными электрическими сетями
- 20 **Ковезев С. Н., Мансветов В. Л.** Расширение возможности использования АСКУЭ в энергосистемах
- 30 **Потребич А. А., Алексанов А. А., Фоменко П. И., Овчинникова Н. С., Аксенов В. Т., Позигун М. П., Гажан Н. И., Шевцов В. И., Шевцов М. В.** Интегрированная система для решения технологических задач службы подстанций

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 34 **Поляков В. И.** Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и креплений стержней обмоток мощных турбогенераторов для продления срока их службы

- 39 **Георгиади В. Х.** Особенности оценки результатов измерений сопротивлений постоянному току обмоток электрических машин и трансформаторов

- 44 **Обабков В. К., Обабкова Н. Е.** Теоретические и экспериментальные исследования возможностей создания автокомпенсатора емкостных токов на основе дугогасящего реактора с подмагничиванием

- 55 **Ветлугаев С. С., Макаров Л. Е., Образцов Ю. В., Фурсов П. В.** Переходные соединительные муфты на напряжение 110 кВ

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

- 60 **Капельсон Л. М.** По поводу статьи Енякина Ю. П., Вербовецкого Э. Х., Новикова Ю. С. и др. «Техническая концепция модернизации котлов ТП-80 и ТП-87 ТЭЦ-22»

ХРОНИКА

- 62 **Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е.** О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО «Фирма ОРГРЭС» в первом полугодии 2001 г.
- 66 **Решение** научно-практической конференции «Энергетика Поволжья – проблемы развития»

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 68 **Гордеев П. А., Яковлев Г. В.** Развитие электростанций с поршневыми двигателями за рубежом

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Снижение выбросов NO_x на котлах ТГМЕ-464 малозатратной реконструкцией горелок

Петров Ю. И., Меренов А. А., Усман Ю. М., Серков Д. Е., инженеры, Котлер В. Р., канд. техн. наук

Липецкая ТЭЦ-2 – ВТИ

Липецкая ТЭЦ-2 является наиболее крупной электростанцией в системе Липецкэнерго. На ТЭЦ установлено шесть мощных газомазутных котлов: три котла ТГМ-96 Б и три – более современных котла ТГМЕ-464.

Станция расположена по соседству с агломерационной фабрикой и другими производствами Новолипецкого металлургического комбината, что определяет высокую фоновую загазованность в приземном слое атмосферы.

Основное топливо для ТЭЦ – природный газ, поэтому практически единственным токсичным загрязнителем, выбрасываемым с дымовыми газами, являются оксиды азота (NO_x).

Руководство электростанции в 90-х годах предпринимало шаги для снижения выбросов NO_x в атмосферу. Для этой цели использовались дымососы рециркуляции дымовых газов (ДРГ) и ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру.

Испытания, проведенные в 1996 г. бригадой ОРГРЭС на котле ТГМЕ-464 (ст. № 4), показали, что котел имеет ограничение по нагрузке из-за превышения температуры пара ($t_{\text{пе}} > 560^\circ\text{C}$ при максимальной величине впрысков). Фактически котел мог работать с нагрузкой до 390 т/ч, при этом концентрация NO_x в дымовых газах достигала 450 мг/м^3 (в пересчете на NO_2 при стандартных условиях: 0°C , 101,3 кПа, 6% O_2). И только на сниженной нагрузке при значительном увеличении степени рециркуляции дымовых газов удавалось снизить концентрацию NO_x до значений менее 200 мг/м^3 . Наладочные работы, проведенные бригадой ОРГРЭС, позволили повысить нагрузку до 430 т/ч, при этом концентрация NO_x составляла $380 - 400 \text{ мг/м}^3$.

Исходя из необходимости более глубокого снижения выбросов оксидов азота Липецкая ТЭЦ-2 обратилась в ВТИ с просьбой разработать метод подавления NO_x с минимальными затратами на реконструкцию котла. Используя свой опыт разработки технологических методов подавления NO_x , ВТИ предложило Липецкой ТЭЦ-2 внедрить метод нестехиометрического сжигания, проверенный ранее как на газомазутных [1, 2], так и на пылеугольных котлах [3]. Сущность метода заключается в организованном перераспределении топлива или воздуха между ярусами горелок или между

отдельными горелками. В результате часть горелок (или целые ярусы) работает с недостатком воздуха, в то время как остальные горелки (ярусы) имеют повышенный избыток воздуха. Образование оксидов азота в первом случае уменьшается из-за недостатка окислителя, а во втором – из-за снижения максимальной температуры горения (в связи с чрезмерно высокими избытками воздуха).

Котел ТГМЕ-464 (Е-500-140 ГМ) имеет призматическую топку с размерами в плане $7,68 \times 13,52 \text{ м}$ (рис. 1). Стены топки экранированы цельносварными панелями из гладких труб диаметром 60 мм с толщиной стенки 6 мм и приваренных к трубам полосок. Слабонаклонный под топочной камеры является началом фронтального экрана. В верхней части топки трубы заднего экрана образуют выступ в сторону топки для улучшения аэродинамической структуры.

Газомазутные горелки типа ГМУ-45 установлены в два яруса по высоте на заднем экране. В каждом ярусе – четыре горелки, а расстояние между осями горелок по высоте – 2,6 м.

Первая попытка добиться снижения выбросов оксидов азота на котле ТГМЕ-464 путем внедрения нестехиометрического сжигания была осуществлена еще в 1994 г. на ТЭЦ-11 Мосэнерго. Изменение конструкции газораздающих частей горелок, выполненное по результатам расчетных и экспериментальных исследований, привело к уменьшению выбросов оксидов азота не менее чем на 40%. При номинальной нагрузке котла без рециркуляции концентрация NO_x в дымовых газах снизилась до $370 - 380 \text{ мг/м}^3$ (6% O_2), а при работе ДРГ ($r = 8\%$) концентрация NO_x снижалась до $210 - 220 \text{ мг/м}^3$ (6% O_2).

Другим успешным опытом внедрения метода нестехиометрического сжигания является котел ТГМЕ-464 (ст. № 5) на Смоленской ТЭЦ-2. Опыты на этом котле с перераспределением расхода природного газа по ярусам горелок проводились во всем диапазоне эксплуатационных нагрузок на восьми работающих горелках, при различных избытках воздуха. Все шиберы по воздушному тракту были открыты полностью, а расход воздуха регулировался направляющим аппаратом дутьевых вентиляторов.

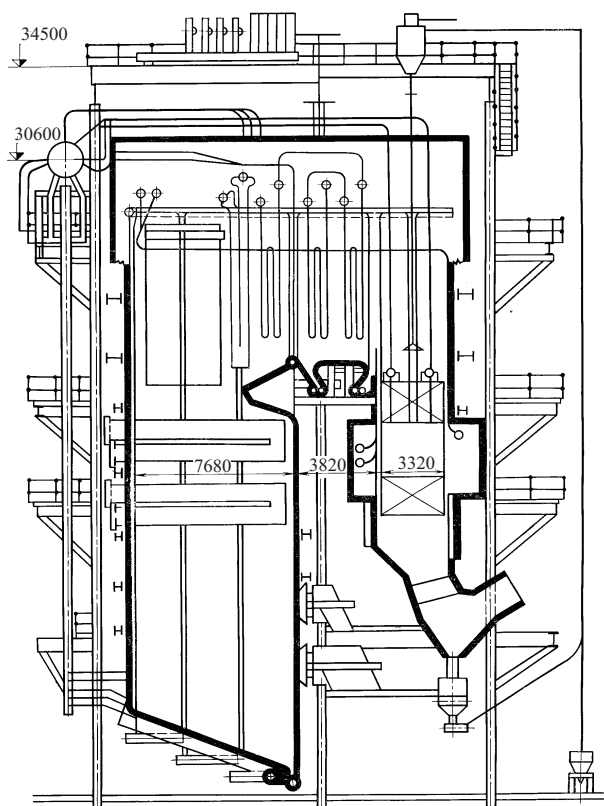


Рис. 1. Продольный разрез котла ТГМЕ-464 (Е-500-140 ГМ)

В процессе испытаний было установлено оптимальное (с учетом индивидуальных особенностей работы котла) соотношение расходов газа по ярусам горелок. Для котла ст. № 5 Смоленской ТЭЦ-2 оно оказалось равным 39/61 (верх/низ) и привело к снижению выбросов оксидов азота на 40% при нагрузке, близкой к номинальной (рис. 2).

Минимальная эксплуатационная нагрузка котла при всех работающих горелках с равномерным распределением газа по ярусам составляла 270 т/ч и ограничивалась установкой нижнего предела технологической защиты по давлению газа перед котлом. В режиме нестехиометрического сжигания минимальную паропроизводительность удалось снизить до 250 т/ч. Температура перегрева пара поддерживалась номинальной без включения в работу ДРГ.

Опыты показали также, что переход на нестехиометрическое сжигание не повлиял на температуру уходящих газов. Как и при равномерном распределении природного газа, t_{yx} определялась нагрузкой котла и температурой холодного воздуха. Температура пара за котлом оставалась на постоянном уровне (560°C) во всем диапазоне рабочих нагрузок. Дополнительным положительным эффектом от внедрения нестехиометрического сжигания (39/61%) оказалось снижение температуры пароперегревательных поверхностей нагрева.

Успешные результаты испытаний котла ТГМЕ-464 на Смоленской ТЭЦ-2 позволили уверенно рекон-

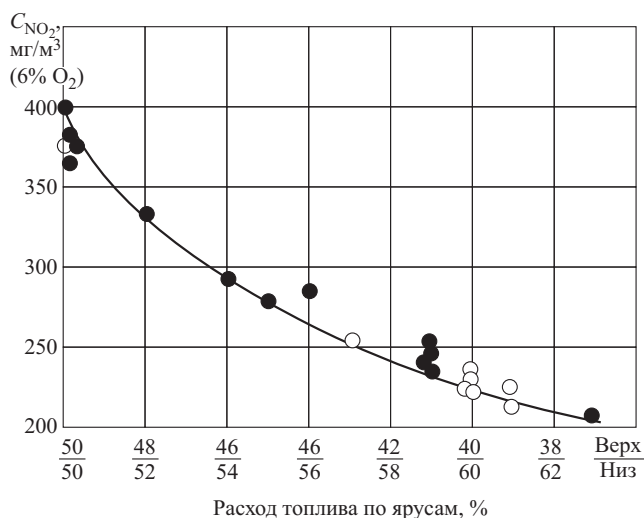


Рис. 2. Зависимость концентрации NO_x от степени перераспределения газа по ярусам горелок котла ТГМЕ-464:

$D = 500 \div 510$ т/ч; $\alpha''_{ЭК} = 1,04 \div 1,06$; • – первый этап испытаний; ◦ – второй этап испытаний

струировать газовые насадки горелок ГМУ-45 таким образом, чтобы обеспечить заданное соотношение расходов природного газа по ярусам, не усложняя эксплуатацию котла ТГМЕ-464.

На Липецкой ТЭЦ-2 проект модернизации горелок содержал два варианта: по первому, менее затратному, сохранялись существующие газовые насадки, а расход топлива изменялся за счет расверливания отверстий в горелках нижнего яруса и уменьшения числа отверстий в горелках верхнего яруса. Второй вариант, обеспечивающий оптимальное перемешивание газовых струй с воздухом, предполагал изготовление новых насадков для горелок нижнего и верхнего ярусов.

Для реконструкции горелок котла ст. № 5 на Липецкой ТЭЦ-2 был выбран первый вариант. Летом 2000 г. была выполнена модернизация газовых насадков горелок верхнего и нижнего ярусов, а в январе 2001 г. совместными усилиями ВТИ и ПТО ТЭЦ были проведены параметрические испытания для оценки эффективности внедренного метода подавления NO_x .

Опыты по определению зависимости основных характеристик котла от параметров топочного процесса были проведены при сжигании природного газа, состоящего из следующих компонентов с объемной массовой долей (в процентах): CH_4 98,83; C_2H_6 0,314; C_3H_8 0,081; изобутан 0,013; Н-бутан 0,013; O_2 0,026; N_2 0,726. Теплота сгорания газа – 8538 ккал/м³ (35,75 МДж/м³), а его удельная плотность $\rho = 0,724$ кг/м³.

Всего было проведено 45 опытов в диапазоне нагрузок от 249 до 480 т/ч. При этом параметры пара оставались близкими к проектным значениям: температура перегретого пара колебалась в

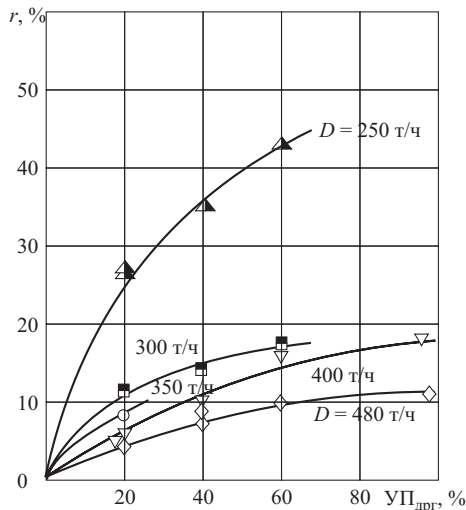


Рис. 3. Зависимость степени рециркуляции дымовых газов на котле ст. № 5 от положения УП_{дрг}

диапазоне 548 – 554°С, а давление менялось в зависимости от нагрузки в диапазоне от 12,0 до 13,4 МПа. Температура питательной воды менялась от 200 до 234°С. Температура горячего воздуха при сниженных нагрузках составляла примерно 230°С, а при увеличении нагрузки до номинальной возрастала до 260 – 265°С.

Основные параметры работы котла во всех опытах фиксировались по приборам эксплуатационного контроля. В отобранных пробах дымовых газов при помощи многокомпонентного газоанализатора электрохимического действия ДАГ-16 определяли содержание O₂ и СО (в процентах) и NO_x (ppm). Затем измеренные в опытах объемные концентрации оксидов азота пересчитывали на ди-

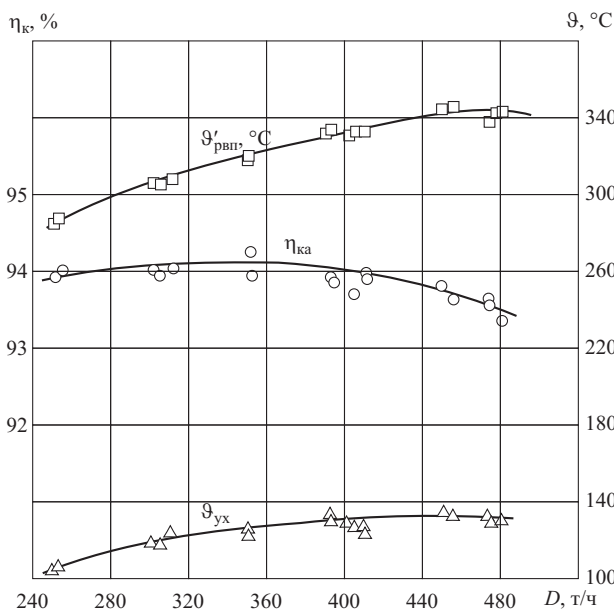


Рис. 4. Зависимость КПД, температуры уходящих газов и температуры продуктов сгорания перед РВП от нагрузки при УП_{дрг} = 20%

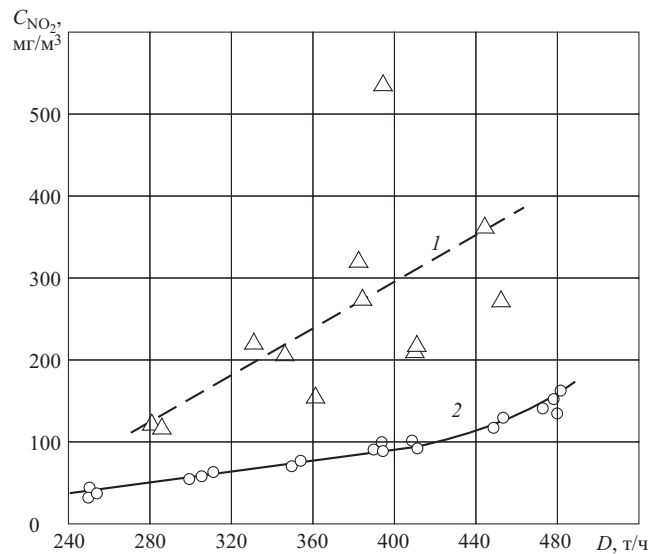


Рис. 5. Зависимость концентрации NO_x от нагрузки при УП_{дрг} = 20% до реконструкции горелок (1) и после нее (2)

оксид азота NO₂ ($\rho_{\text{NO}_2} = 2,05 \text{ кг/м}^3$) и на стандартный избыток воздуха $\alpha = 1,4$ (O₂ = 6%).

При проведении опытов оценивалось влияние таких параметров, как нагрузка (D , т/ч), избыток воздуха (O₂, %) за экономайзером и величина рециркуляции дымовых газов, которая (для удобства эксплуатационного персонала) была представлена в виде УП_{дрг} (указателя положения регулирующего органа – направляющего аппарата дымососа рециркуляции в процентах). Расчет доли рециркуляции (r , %) по составу горячего воздуха показал, что при постоянной нагрузке наблюдается полная корреляция между величинами r и УП_{дрг} (рис. 3).

При нагрузке, близкой к максимальной, было проведено несколько опытов, отличающихся величиной рециркуляции дымовых газов. Оказалось, что при изменении УП_{дрг} от 0 до 100% ($r = 0 \div 11\%$) температура дымовых газов перед РВП и за воздухоподогревателем меняется незначительно. КПД котла (брутто) также слабо зависит от доли рециркуляции газов, но все же некоторое предпочтение следует отдать режиму с УП_{дрг} = 20%.

На рис. 4 показана зависимость температуры дымовых газов $\theta'_{\text{рвп}}$ и $\theta_{\text{ух}}$, а также КПД котла брутто ($\eta_{\text{ка}}$) от нагрузки котла для режима УП_{дрг} = 20%. Из рис. 4 видно, что экономичность котла при такой степени рециркуляции остается достаточно высокой во всем диапазоне нагрузок, превышая 94% при паропроизводительности котла 250 – 350 т/ч.

Специальные измерения содержания O₂ в газозвушной смеси перед горелками показали, что газы рециркуляции распределяются в потоке воздуха весьма неравномерно. Вероятно, примитивное конструктивное исполнение узла ввода газов

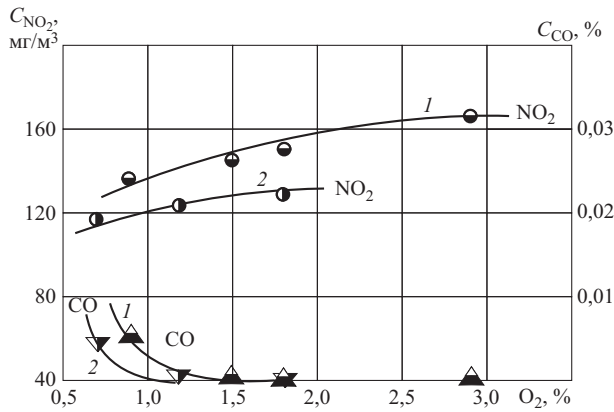


Рис. 6. Зависимость концентрации NO_x и CO от избытка воздуха при $\text{УП}_{\text{дрг}} = 20\%$:

1 – $D = 470 \div 480$ т/ч; 2 – $D = 450 \div 460$ т/ч

рециркуляции в короб горячего воздуха не обеспечивает надлежащего перемешивания двух потоков, в результате чего к отдельным горелкам поступает разное количество газов рециркуляции. Это, безусловно, снижает экономичность топочно-го процесса и, возможно, влияет на его экологические характеристики.

Можно не сомневаться, что изменение конструкции узла ввода газов рециркуляции в воздушный короб повысит равномерность состава газоз-воздушной смеси перед горелками и приведет к улучшению работы котла ст. № 5.

Для определения экологических характеристик котла во всех опытах измерялась объемная концентрация NO_x (ppm) в дымовых газах, которая пересчитывалась на весовую концентрацию, исходя из предположения, что все оксиды азота переходят в NO_2 , т.е., что удельная масса $\rho_{\text{NO}_2} = 2,05$ мг/см³.

На рис. 5 показаны результаты измерения концентраций NO_x в диапазоне нагрузок котла от 250 до 480 т/ч (кривая 2). Во всех опытах положение направляющего аппарата ДРГ оставалось постоянным ($\text{УП}_{\text{дрг}} = 20\%$), а химический недожог отсутствовал ($\text{CO} = 0,0\%$). На этом же рис. 5 приведены данные ПТО Липецкой ТЭЦ-2 по измерению C_{NO_2} до реконструкции горелок (кривая 1). В этих опытах была такая же рециркуляция: $\text{УП}_{\text{дрг}} = 20\%$. Несмотря на значительный разброс точек, можно заметить, что при работе на старых горелках концентрация NO_x составляла 350 – 400 мг/м³ при нагрузках, близких к номинальной. Эти цифры хорошо согласуются с результатами, полученными ранее на котле ТГМЕ-464 Смоленской ГРЭС и ТЭЦ-11 Мосэнерго.

После модернизации горелок, как это видно из графика (рис. 5), при максимальной нагрузке концентрация NO_x не превышала 165 мг/м³, а при правильной настройке режима составляла примерно 140 мг/м³. Эта настройка заключалась в выборе оптимального избытка воздуха.

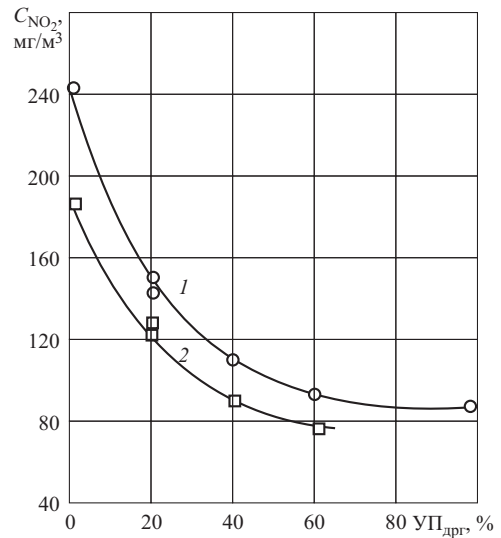


Рис. 7. Зависимость концентрации NO_x от рециркуляции дымовых газов:

1 – $D = 470 \div 480$ т/ч; 2 – $D = 450 \div 460$ т/ч

Результаты опытов по оценке влияния избытка воздуха на концентрацию NO_x показаны на рис. 6, из которого видно, что по мере снижения O_2 концентрация NO_x уменьшается как при максимальной, так и при сниженной нагрузке. Однако при $\text{O}_2 < 1,0\%$ в дымовых газах появляются продукты неполного сгорания: $\text{CO} = 0,005\%$ при $D = 475$ т/ч и $\text{CO} = 0,004\%$ при $D = 450$ т/ч. Сами по себе приведенные концентрации CO не представляют экологической опасности и не слишком влияют на экономичность котла, но их наличие свидетельст-

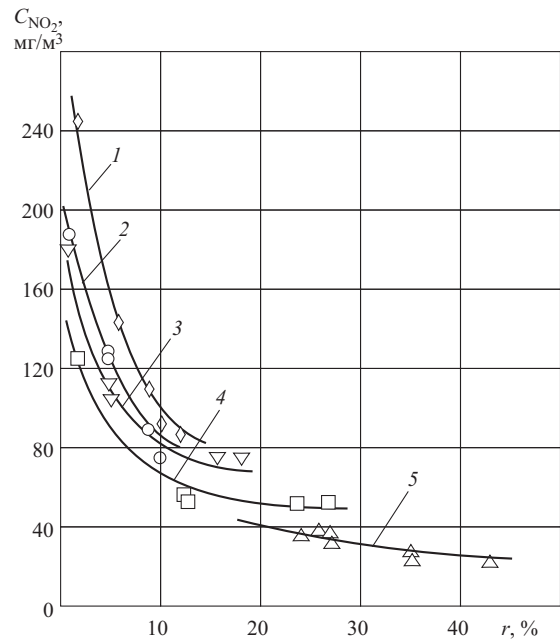


Рис. 8. Зависимость концентрации NO_x от r :

1 – $D = 470 \div 480$ т/ч; 2 – $D = 450 \div 460$ т/ч; 3 – $D = 400 \div 405$ т/ч; 4 – $D = 300 \div 305$ т/ч; 5 – $D = 250 \div 255$ т/ч

вует о возможности присутствия в дымовых газах полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), в число которых входит канцерогенный бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$. Поэтому в режимной карте рекомендованы параметры, при которых содержание СО в дымовых газах равно нулю.

При некоторых нагрузках были проведены серии опытов, отличающиеся только долей газов рециркуляции. На рис. 7 показана зависимость концентрации NO_x от величины $УП_{дрг}$ для максимальной ($D = 470 \div 480$ т/ч) и сниженной нагрузки ($D = 450 \div 460$ т/ч). Из рис. 7 видно, что увеличение доли газов рециркуляции до $УП_{дрг} = 40\%$ ($r = 7,0\%$) при максимальной нагрузке снижает концентрацию NO_x до 110 мг/м³, что значительно ниже допустимого значения (125 мг/м³) для новых котельных установок в соответствии с ГОСТ Р 50831-95.

Для более полного представления о влиянии рециркуляции дымовых газов на рис. 8 показана зависимость концентрации NO_x от доли рециркулирующих дымовых газов. Как видно из рис. 8, уже при $r = 8\%$ обеспечивается ограниченная государственным стандартом концентрация NO_x (когда нагрузка котла максимальная). При всех

других нагрузках достаточно поддерживать $r = 5 \div 6\%$ (т.е. $УП_{дрг} = 20\%$), чтобы концентрация NO_x не превышала 125 мг/м³.

Вывод

Малозатратная реконструкция горелок, в результате которой изменилось распределение топлива по ярусам горелок на котле ТГМЕ-464 (ст. № 5) Липецкой ТЭЦ-2, привела к снижению выбросов NO_x в 2,5 – 3 раза и в сочетании с рециркуляцией дымовых газов обеспечила выполнение требований ГОСТ Р 50831-95 по допустимой концентрации оксидов азота для новых котельных установок (125 мг/м³ при $\alpha = 1,4$).

Список литературы

1. *Снижение выбросов оксидов азота с помощью режимных мероприятий* / Котлер В. Р., Беликов С. Е., Ильин А. В. и др. – Промышленная энергетика, 1994, № 7.
2. *Разработка и внедрение способа нестехиометрического сжигания топлива на газомазутных котлах* / Росляков П. В., Егорова Л. Е., Ионкин И. Л. и др. – Электрические станции, 1999, № 8.
3. *Беликов С. Е., Котлер В. Р.* Малые котлы и защита атмосферы. М.: Энергоатомиздат, 1996.


ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профпереподготовка руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)
Адрес: 113035, Москва, Садовническая ул., 77, корп. 2, стр. 1, тел. (095) 953-2583
<http://www.ipkgos.ru>

Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год, скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составит 20%, от 30 чел. 10% при условии своевременной оплаты

кафедра


«Ремонт и модернизация энергооборудования»
повышает квалификацию специалистов по ремонту всех видов энергетического оборудования ТЭС, ГРЭС, ПРП, по неразрушающему контролю оборудования, специалистов сварочного производства всех уровней по вопросам ремонта, восстановления, модернизации и надежности работы оборудования энергопредприятий, внедрения новых технологий и материалов, методов технической диагностики. Готовит к аттестации и аттестует специалистов сварочного производства на II и III квалификационные уровни и специалистов по неразрушающему контролю на I и II уровни с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

 (095) 953-0525

кафедра

«Эксплуатация электрических станций, сетей и систем»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: энергосистем, тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий межсистемных и распределительных сетей (МЭС, ПЭС и РЭС), а также главных энергетиков энергосбыта и энергонадзора страны по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций, энергосистем и промышленных предприятий отраслей народного хозяйства.

 (095) 953-3871

Вспомогательное оборудование АО САРЭНЕРГОМАШ¹

В технологических схемах станций и системах централизованного и промышленного теплоснабжения, связанных с ТЭЦ и крупными промышленными котельными, широко применяются подогреватели сетевой воды (ПСВ).

АО САРЭНЕРГОМАШ – ведущее предприятие по производству подогревателей теплопроизводительностью от 7 до 110 Гкал/ч с поверхностью теплообмена от 45 до 850 м² приступило к производству нового поколения подогревателей сетевой воды как с верхним расположением водяных камер, так и с нижним.



ПСВ-520

Конструкция этих аппаратов и предлагаемые схемы включения в работу обеспечивают их высокую эффективность, надежность, высокие эксплуатационные качества, хорошую ремонтпригодность.

Преимущества новых подогревателей и разработанной схемы их включения в работу по сетевой воде: снижение недогрева сетевой воды до 7° С против 16 – 30°С в традиционных аппаратах;

наличие встроенного охладителя конденсата (со стационарной или изменяемой поверхностью теплообмена) позволяет отказаться от выносных охладителей;

регулирование теплопроизводительности от 40 до 100% номинальной (при сохранении номинального расхода сетевой воды и давления пара) за счет затопления конденсатом части поверхности нагрева;

без выключения подогревателя из работы в 2 раза от номинального изменяется расход сетевой

воды (с.в.) при сохранении оптимальной скорости ее в трубах;

возможно выключение, при работающем ПСВ, любой половины (50%) поверхности нагрева, что позволяет уменьшить тепловой поток и провести химическую промывку отключенного участка труб со стороны с.в.;

существует возможность использования базового подогревателя в качестве резервного с теплопроизводительностью 160 – 180% номинальной.



ПСВ-650 в транспортальном положении

Специалисты завода готовы спроектировать, разработать и изготовить подогреватель по индивидуальному заказу.

Высокое качество и надежность изготавливаемых аппаратов, различные варианты их исполнения, кратчайшие сроки изготовления, гибкая ценовая политика выделяют оборудование АО САРЭНЕРГОМАШ среди производителей подобного оборудования.

В июне 2001 г. заводская система управления качеством была одобрена Международным сертификационным центром и в скором времени завод получит сертификат соответствия системе качества ISO 9000.

Следите за следующими публикациями.

**Для справок: тел. (845 2) 51-84-30,
e-mail:sarenergomash@chat.ru;**

¹ Публикуется на правах рекламы.

Технические характеристики новых подогревателей

Характеристика	ПСВ-300-14-23		ПСВ-520		ПСВ-550			ПСВ-650-6-25	
	4 хода	2 хода	0,29 – 2,25	1,37 – 2,25	0,29 – 2,45	1,37 – 2,45	1,37 – 2,45		
Поверхность теплообмена, м ²	311		520		ОК	КП	529		580,8
					36,9	506,5			
$P_{\text{max}} \text{ раб. изб в тр.с., МПа}$	2,26		2,26		2,45		2,45		2,45
$P_{\text{max}} \text{ раб. изб в корпусе, МПа}$	1,37		0,29	1,37	–	0,29	1,37	0,588	
$T_{\text{с.в.}} \text{ на входе, } ^\circ\text{C}$	70	130	70	110	70	73,4	110	75	101,68
$T_{\text{с.в.}} \text{ на выходе, } ^\circ\text{C}$	150	180	119,3	149,4	73,4	106	150	132	132,5
$T_{\text{max}} \text{ пара на входе, } ^\circ\text{C}$	400	400	400	400		170	330	250	
Номинальный расход с.в., т/ч	400	800	1130	1130	1018,5		1018	765,9	1158,45
Номинальный тепловой поток, МВт	37,6	47,9	65,1	52,7	4	38,5		51,14	42,03
Гидравлическое сопротивление тр.с., МПа	0,04	0,03	0,053	0,054	0,042		0,045	0,0087	0,0207
Для замены	ПСВ-200		ПСВ-315		ПСВ-315			–	



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ МАСЛОСИСТЕМ, КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА И РЕГЕНЕРАЦИИ ТУРБИННОГО МАСЛА

Статистика отказов и нарушений работы систем регулирования, уплотнений вала турбоагрегатов, подшипников турбин и генераторов свидетельствует о том, что ежегодно большая их часть происходит вследствие загрязненности масла и его обводнения.

Кроме того, загрязненность масла и наличие в нем воды приводят к преждевременному старению и окислению масла, т.е. к сокращению срока службы.

Для повышения надежности работы турбоагрегата и продления срока службы турбинного масла ВТИ РАЗРАБОТАЛ комплекс программ технологий и оборудования по обеспечению требуемой чистоты маслосистемы, высокого качества масла во время эксплуатации и регенерации отработанного масла до уровня показателей товарного.

ВНЕДРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПОЗВОЛИТ:

- Повысить качество очистки маслосистемы и сократить ее время путем применения пневмогидроимпульсного метода (практически без разборки маслосистемы) и легко очищаемых фильтров.
- Очистить масло до уровня 9 – 10 класса по ГОСТ 17216–71 и обеспечить требуемую чистоту при последующей длительной эксплуатации с помощью полнопроходных или байпасных легко очищаемых фильтров.
- Проводить оперативный эксплуатационный контроль чистоты масла в соответствии с отечественными и международными стандартами, оценивать качество промывки маслосистемы и эффективность работы фильтров гранулометрическим методом с использованием автоматических анализаторов механических примесей.
- Осуществлять анализ и контроль химических показателей, характеризующих качество масла при эксплуатации, и выдавать рекомендации по продлению срока его службы.
- Проводить регенерацию отработанного масла в условиях электростанции до уровня показателей эксплуатационного или товарного масла.

МЫ ПРЕДЛАГАЕМ

Обследовать состояние ваших маслосистем и качество масла современными методами и средствами контроля.

Определить рациональный объем работ по доведению качества масла и маслосистемы до уровня требований ПТЭ, РД 34.43.102 – 96, ГОСТ 17216–71 и других нормативных документов.

Разработать необходимую документацию, поставить требуемое оборудование и выполнить указанные выше работы в удобные для вас сроки.

Обучить персонал технологии контроля состояния масла современными средствами.

По всем вопросам разработки и внедрения парогазовой технологии производства электроэнергии и тепла обращаться по адресу:

109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,

Всероссийский теплотехнический институт,

Отделение турбинных установок и теплофикации.

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 275-11-22, 279-59-24

Телефон: 275-35-36 **Лыско Владимир Владимирович**, заместитель директора,
275-00-23, доб. 26-82 **Минина Вера Григорьевна**, научный сотрудник

275-00-23, доб. 26-18 **Куликовская Татьяна Николаевна**, научный сотрудник.

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях

Железко Ю. С., доктор техн. наук, Савченко О. В., инж.

АО ВНИИЭ

Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии на основе расчета потерь мощности в характерных режимах используют две известные характеристики графиков нагрузки:

число часов максимальных потерь, выражение для которого в относительных единицах имеет вид

$$\tau = \sum_{i=1}^T P_i^2 / (P_m^2 T); \quad (1)$$

коэффициент формы графика

$$k_{\Phi}^2 = \sum_{i=1}^T P_i^2 / (P_{cp}^2 T), \quad (2)$$

где P_i – значения ординат графика; P_m – максимальная ордината; P_{cp} – среднее значение; T – число часов, за которые определяют характеристики τ и k_{Φ}^2 .

Эти характеристики связаны между собой соотношением

$$\tau = k_3^2 k_{\Phi}^2. \quad (3)$$

Рассчитывать τ и k_{Φ}^2 по формулам (1) и (2) практически можно для графика энергосистемы, нагрузка которой ежечасно регистрируется на диспетчерском пункте. Для радиальных сетей 35 – 110 кВ, а тем более 6 – 10 кВ, такие данные обычно отсутствуют. В этих случаях значения τ и k_{Φ}^2 определяют по эмпирическим формулам в зависимости от коэффициента заполнения графика $k_3 = T_{max}/T$. Иногда в формулах дополнительно используется значение $k_{min} = P_{min}/P_{max}$.

Эмпирические формулы для графиков нагрузочных узлов. Известно много таких формул, которые можно разбить на две группы:

формулы, выводимые для графика, описываемого принятой автором математической зависимостью (прямой линией, выпуклой или вогнутой кривой, приведением к двухступенчатому виду и т.п.);

формулы, полученные аппроксимацией вариантов расчетов τ и k_{Φ}^2 для графиков различных конфигураций или для типовых графиков.

Для оценки погрешностей известных из литературы эмпирических формул расчета τ авторами

настоящей статьи проведены сопоставительные расчеты для всех возможных конфигураций графика нагрузки по продолжительности с дискретностью 0,1 по обеим осям (рис. 1).

Количество вариантов графиков при такой дискретности составляет 48 620 в диапазоне k_3 от 0,19 (график 1) до 1 (полностью заполненный график). Для каждого варианта вычислялось точное значение τ по формуле (1) и значения τ по 13 эмпирическим формулам, приведенным далее. В результате расчетов определены систематические и случайные погрешности каждой из 13 формул как в целом по всем вариантам графиков, так и по трем зонам значений k_3 : 0,19 – 0,4; 0,4 – 0,7 и 0,7 – 1, в которые попало соответственно 2283, 36 941 и 9396 значений.

Более сложный вид имеют формулы, в которых используются два параметра: k_3 и k_{min} (все формулы преобразованы нами в сопоставимый вид),

1) формула, исходящая из описания графика вогнутой ($\lambda < 1$) или выпуклой ($\lambda > 1$) кривой [1]: при $\lambda < 1$

$$\tau_1 = k_3^2 + \frac{(1-k_3)^2(k_3 - k_{min})}{2 - k_3 - k_{min}};$$

при $\lambda \geq 1$

$$\tau_1 = k_3^2 + \frac{(1-k_3)(k_3 - k_{min})^2}{1 + k_3 - 2k_{min}};$$

где $\lambda = (k_3 - k_{min})/(1 - k_3)$;

2) формула, приведенная в [2],

$$\tau_2 = 2k_3 - 1 + \frac{(1-k_3)(1-k_{min})^2}{1 + k_3 - 2k_{min}};$$

3) формула, приведенная в [3],

$$\tau_3 = k_3^2 \left[1 + \frac{3(1-k_{min})^2}{4(1+k_{min})^2} \right];$$

4) формула, приведенная в [4],

$$\tau_4 = [2k_3^2 + k_3 - k_{min}(1 - k_3)]/3.$$

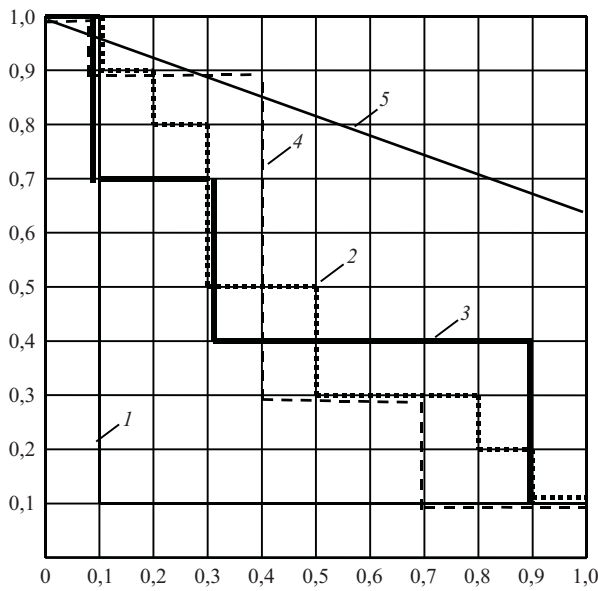


Рис. 1. Графики нагрузок по продолжительности для нагрузочных узлов:

1 – график с $k_3 = 0,19$ и $k_{\min} = 0,1$; 2 – 4 – графики с $k_3 = 0,49$ и $k_{\min} = 0,1$; 5 – график, соответствующий равновероятному распределению нагрузки

Формула, приведенная в [5], где используется только значение k_3 ,

$$\tau_5 = \frac{2}{3} k_3 \text{ при } k_3 < \frac{2}{3};$$

$$\tau_5 = k_3^2 \text{ при } k_3 \geq \frac{2}{3}.$$

Остальные восемь формул приведены непосредственно в [таблице](#). Ссылки на авторов формул

для $\tau_6 - \tau_{11}$ приведены в [6] и [7]. Формула для τ_{12} соответствует графику, представленному прямой линией (линия 5 на [рис. 1](#)), что соответствует предположению о равновероятном нахождении нагрузки в диапазоне от максимального до минимального значения. Для такого графика значение k_{\min} жестко связано с k_3 соотношением $k_{\min} = 2k_3 - 1$, поэтому достаточно задания только одного параметра, а значение τ_{12} равно значению τ_1 при $\lambda = 1$. Очевидно, что такое представление графика можно использовать только в диапазоне $k_3 \geq 0,5$, так как при меньшем его значении правая точка графика опускается ниже нуля. При $k_3 = 0,5$ значение $\tau_{12} = 1/3$, а коэффициента формы графика

$$k_{\Phi}^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)^2}{3k_3^2} = \frac{4}{3}. \tag{4}$$

Формула для τ_{13} получена авторами данной статьи на основе аппроксимации проведенных вариантов расчетов. При полученных значениях коэффициентов 0,34 ($\sim 1/3$) и 0,66 ($\sim 2/3$) формулы для τ_{13} и k_{Φ}^2 могут быть записаны в следующем виде:

$$\tau_{13} = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} \text{ и } k_{\Phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \tag{5}$$

Погрешности расчета k_{Φ}^2 по аналогичным формулам, получаемым с учетом соотношения (3), имеют те же значения, что и погрешности расчета τ , так как величины τ и k_{Φ}^2 функционально связаны

Расчетные формулы для τ и их погрешности

Расчетная формула	Погрешность, %, в диапазонах k_3							
	0,19 – 1,0		0,19 – 0,4		0,4 – 0,7		0,7 – 1,0	
	Δ_3	δ_3	Δ_3	δ_3	Δ_3	δ_3	Δ_3	δ_3
τ_1	-5,0	10,8	-8,5	16,6	-5,4	11,0	-2,3	5,2
τ_2	-7,2	14,2	-23,1	17,4	-7,5	12,4	-2,4	5,2
τ_3	+9,9	21,4	-10,0	20,0	+10,0	18,8	+13,9	20,6
τ_4	-6,5	11,4	-14,7	16,4	-6,8	11,0	-3,5	5,6
τ_5	-19,7	18,8	-39,2	14,6	-21,1	15,0	-9,5	8,3
$\tau_6 = (0,124 + 0,876k_3)^2$	-4,8	13,0	-9,6	17,4	-5,2	13,0	-2,1	7,8
$\tau_7 = k_3(0,66 + 0,34k_3)^2$	+1,5	13,4	+3,1	19,6	+1,6	13,8	+0,8	8,0
$\tau_8 = k_3(0,083 + 1,037k_3 - 0,12k_3^2)$	-11,2	15,8	-25,7	16,0	-12,0	14,0	-4,4	8,0
$\tau_9 = k_3^{1,6}$	-0,9	13,6	-8,8	18,4	-1,0	13,8	+1,2	8,0
$\tau_{10} = k_3/(2 - k_3)$	-2,3	13,2	+2,7	19,6	-2,3	13,6	-3,6	8,0
$\tau_{11} = k_3^2 + (1 - k_3)^2/9$	-14,1	13,2	-17,5	16,2	-6,8	12,2	-8,4	8,2
$\tau_{12} = k_3^2 + (1 - k_3)^2/3$	-	-	-	-	-4,8	13,4	-6,1	7,8
$\tau_{13} = 0,34k_3 + 0,66k_3^2$	+0,1	13,0	-0,2	19,2	+0,1	13,6	0	8,0

между собой множителем k_3^2 . Поэтому далее рассматриваются только формулы для расчета τ . В таблице систематическая погрешность обозначена Δ_3 , случайная (+/-) δ_3 . Случайная погрешность дана для уровня вероятности 0,95 (удвоенное значение среднеквадратичной погрешности).

Анализ результатов расчета позволяет сделать следующие выводы:

случайные погрешности всех формул снижаются по мере приближения к единице, что не удивительно, так как при увеличении k_3 сокращается диапазон разнообразия конфигураций графиков, а при $k_3 = 1$ все формулы приводят к значению $\tau = 1$. В диапазоне $k_3 = 0,7 \div 1,0$ наилучшие результаты дают формулы для τ_1, τ_2 и τ_4 , в которых используются два параметра: k_3 и k_{\min} ;

наименьшую случайную погрешность при использовании во всем диапазоне k_3 обеспечивает формула для τ_1 (10,8%), незначительно уступает ей формула для τ_4 (11,4%);

случайные погрешности формул, в которых используется только значение k_3 , не намного выше: у семи таких формул ($\tau_6, \tau_7, \tau_9 - \tau_{13}$) они находятся на уровне (13 – 13,6)%;

систематические погрешности в принципе могут быть учтены в расчете поправочными коэффициентами, поэтому они имеют меньшее значение для оценки точности методов, однако их непостоянство делает несколько неудобной такую корректировку. С этих позиций преимущество имеет полученная авторами формула для τ_{13} , которая имеет практически нулевую систематическую погрешность.

Зависимости случайных погрешностей (в процентах) формул для $\tau_6, \tau_7, \tau_9 - \tau_{11}$ и τ_{13} от k_3 хорошо аппроксимируются следующими выражениями:

$$\text{в зоне } 0,2 \leq k_3 < 0,85 \quad \delta_3 = 25 - 20k_3; \quad (6)$$

$$\text{в зоне } 0,85 \leq k_3 \leq 1,0 \quad \delta_3 = 53,3(1 - k_3), \quad (6a)$$

которые могут использоваться для оценки интервалов неопределенности расчетных значений потерь электроэнергии в конкретном расчете.

Очевидно, что два параметра (k_3 и k_{\min}) не могут однозначно характеризовать внутреннюю структуру графика – в противном случае погрешность зависимости была бы равна нулю. На рис. 1 изображены графики 2, 3 и 4, имеющие одинаковые значения $k_3 = 0,49$ и $k_{\min} = 0,1$. Значения τ , вычисленные для них по формуле (1), составляют соответственно 0,327; 0,295 и 0,373. При использовании же любой эмпирической формулы для этих графиков будет получено одинаковое значение τ .

Тем более, не может полноценно характеризовать структуру графика один параметр. Проведенные исследования позволяют утверждать, что погрешность порядка 13% (при доверительной веро-

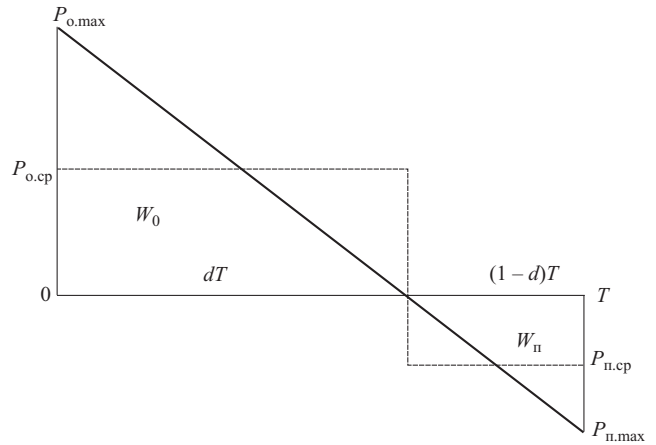


Рис. 2. График нагрузок по продолжительности для линии с реверсивным перетоком

ятности 0,95) можно считать “врожденной” погрешностью эмпирических формул, использующих только значение k_3 . Использование дополнительно к k_3 значения k_{\min} незначительно снижает погрешность (до 10,8%). Вместе с тем, значения k_{\min} имеют, как правило, меньшую достоверность, чем значения k_3 , поэтому незначительное уточнение, получаемое при использовании формул с двумя параметрами, может нивелироваться неточностью значения k_{\min} .

Графики нагрузки сетей 6 – 10 кВ и выше энергосистем по природе являются графиками смешанной нагрузки и имеют самые различные конфигурации, поэтому для них практически невозможно использовать понятие типа графика, примененного, например, в [8]. Задание типа графика уже предполагает наличие данных о его конфигурации, а в этом случае целесообразно пользоваться непосредственно формулой (1). При отсутствии таких данных задание типа графика может быть осуществлено только субъективно. Поэтому в практических расчетах целесообразно использовать расчетные формулы с объективной характеристикой – k_3 .

Интегральные характеристики графиков нагрузки линий с реверсивными потоками мощности. Такие линии характеризуются двумя значениями энергии: отпущенной W_o и полученной W_n в течение расчетного периода T . Если график нагрузки линии, ординаты которого располагаются как в положительной, так и отрицательной области, известен, τ определяют по формуле (1) аналогично обычным графикам.

При отсутствии графика единственное предположение о его виде, которое можно сделать, исходит из равновероятного нахождения нагрузки линии в любой точке на интервале от ее максимального значения при отпуске энергии $P_{o,max}$ до максимального при поступлении $P_{n,max}$ (рис. 2).

Неизвестными являются значения $P_{o,max}, P_{n,max}$ и доля расчетного периода d , в течение которого

энергия передавалась в одном направлении. Исходя из известных значений W_o и W_{Π} и соотношения сторон треугольника, можно записать следующие соотношения:

$$\begin{aligned} W_o &= P_{o.\max} d T / 2; \\ W_{\Pi} &= P_{\Pi.\max} (1 - d) T / 2; \\ P_{o.\max} / P_{\Pi.\max} &= d / (1 - d). \end{aligned} \quad (7)$$

Решив данную систему уравнений, получим:

$$\begin{aligned} P_{o.\max} &= 2(W_o + \sqrt{W_o W_{\Pi}}) / T = 2W_{p.o} / T; \\ P_{\Pi.\max} &= 2(W_{\Pi} + \sqrt{W_o W_{\Pi}}) / T = 2W_{p.\Pi} / T; \\ d &= W_{p.o} / (W_{p.o} + W_{p.\Pi}), \end{aligned} \quad (8)$$

где все величины рассматриваются как положительные. Величины $W_{p.o}$ и $W_{p.\Pi}$ далее называются расчетными отпуском и поступлением энергии.

Эквивалентное значение энергии для расчета потерь в такой линии определяют по формуле [9]

$$W_{\Sigma} = \sqrt{W_{p.o}^2 + W_{p.\Pi}^2 - W_{p.o} W_{p.\Pi}}, \quad (9)$$

а коэффициент формы графика принимают равным 4/3.

Такое же значение потерь может быть получено и в случае использования в качестве W_{Σ} суммы абсолютных значений W_o и W_{Π} . В этом случае коэффициент формы графика определяют по формуле

$$k_{\Phi}^2 = \frac{4}{3} \frac{1 + b_p + b_p^3 + b_p^4}{1 + 2b_p^2 + b_p^4} = \frac{4}{3} k_b, \quad (10)$$

где $b_p = W_{p.o} / W_{p.\Pi}$ или наоборот [формула (10) инвариантна к характеру отношения: при замене b_p на $1/b_p$ она сохраняет свой вид].

При $W_o = W_{\Pi}$ коэффициент $k_b = 1$, $d_o = 0,5$, а эквивалентное значение энергии по выражению (9) $W_{\Sigma} = 2W_o = 2W_{\Pi}$. При отклонении от равенства $W_o = W_{\Pi}$ значение k_b увеличивается, а W_{Σ} , определенное по формуле (9), становится больше суммы $W_o + W_{\Pi}$. Например, при $W_o = 0,8$ и $W_{\Pi} = 0,2$ коэффициент $k_b = 1,08$.

Определение эквивалентного напряжения на шинах центра питания. Потери мощности в режиме максимальных нагрузок ΔP_m соответствуют напряжениям в узлах сети в этом режиме, так же как и потери в режиме средних нагрузок ΔP_{cp} – напряжениям в этом режиме. Использование τ или k_{Φ}^2 отражает эквивалентность воздействия изменяющейся нагрузки, однако не учитывает изменения напряжений в узлах при изменении нагрузки.

Для режима средних нагрузок, являющегося по существу искусственным режимом, следует в центре питания (балансирующем узле) задавать экви-

валентное значение напряжения. При известных почасовых значениях напряжения его определяют по формуле, аналогичной по структуре формуле (2),

$$U_{\text{ЭК}} = \sqrt{\sum_{i=1}^T U_i^2 P_i^2 / (P_{cp}^2 T)}. \quad (11)$$

Для радиальных сетей 6 – 110 кВ более-менее известны данные о напряжениях только в двух режимах – максимальном U_1 и минимальном U_2 . В этом случае можно воспользоваться представлением графика в виде двухступенчатого с максимальной нагрузкой на одной ступени и минимальной – на второй. В этом случае расчетная формула имеет вид [10]

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{U_1 \sqrt{a_k + b_k}}{\sqrt{a_k + b_k (U_1 / U_2)^2}}, \quad (12)$$

где $a_k = k_3 - k_{\min}$; $b_k = k_{\min}^2 (1 - k_3)$.

Чем больше k_3 и чем меньше k_{\min} , тем ближе $U_{\text{ЭК}}$ к U_1 , что естественно, так как в интегральной величине потерь электроэнергии подавляющий вес приобретает режим максимальной нагрузки. Например, при $k_3 = 0,7$; $k_{\min} = 0,3$ и $U_1 / U_2 = 1,05$ эквивалентное напряжение $U_{\text{ЭК}} = 0,997 U_1$, а при $k_3 = 0,5$ $U_{\text{ЭК}} = 0,99 U_1$.

Учитывая квадратичный характер влияния напряжения на потери, проведение расчета потерь мощности в режиме средних нагрузок при напряжении в балансирующем узле, равном U_1 вместо $U_{\text{ЭК}}$, приведет к занижению потерь на 0,6% в первом случае и на 2% во втором. Отсюда следует, что при расчетах потерь мощности целесообразно использовать $U_{\text{ЭК}}$, особенно при малых значениях k_3 . Если же расчет режима средних нагрузок проведен при напряжении U_1 в балансирующем узле, к результату расчета при $k_3 = 0,7$ следует применить поправочный коэффициент 1,006, а при $k_3 = 0,5$ коэффициент 1,02.

Режим максимальной нагрузки является реальным существующим режимом, в котором напряжения в узлах сети обычно ниже, чем в других режимах, а потери выше, чем определяемые только соотношением квадратов нагрузки, учитываемым формулой (1). Использование известной формулы

$$\Delta W = \Delta P_m \tau \quad (13)$$

приводит к некоторому завышению расчетных значений нагрузочных потерь электроэнергии, поэтому в формуле (13) следует применить поправочный коэффициент

$$k_u = (U_{\text{ЭК}} / U_1)^2. \quad (14)$$

Для первого из рассмотренных ранее случаев он составит 0,994, а для второго – 0,98.

Выводы

1. Случайная погрешность расчета числа часов максимальных потерь и коэффициента формы графика на основе известного значения k_3 для большинства известных эмпирических формул с доверительной вероятностью 0,95 составляет $\pm 13\%$ (в диапазоне $k_3 = 0,19 \div 1,0$). Для конкретного значения k_3 случайную погрешность рекомендуется определять по формулам (6), (6а) и использовать в практических расчетах интервалов неопределенности потерь.

2. Для основных сетей энергосистемы, нагрузка которых регистрируется ежечасно, целесообразно рассчитывать τ и k_{ϕ}^2 непосредственно по формулам (1) и (2).

3. Большинство эмпирических формул для расчета τ и k_{ϕ}^2 имеет систематическую погрешность, которую необходимо учитывать при расчете потерь электроэнергии с помощью поправочных коэффициентов. Авторами данной статьи получена формула с практически нулевой систематической погрешностью.

4. Потери электроэнергии связаны квадратичной зависимостью как с нагрузками, так и с напряжениями. Зависимость от нагрузки отражается интегральной характеристикой графика нагрузки – τ или k_{ϕ}^2 . Зависимость от напряжений отражается интегральной характеристикой графика напряже-

ния в балансирующем узле – эквивалентным напряжением.

Список литературы

1. Анисимов Л. П., Левин М. С., Пекелис В. Г. Методика расчета потерь энергии в действующих распределительных сетях. – Электричество, 1975, № 4.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. Рокотяна С. С. и Шапиро И. М. М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / Под редакцией Казанцева В. Н. М.: Энергоатомиздат, 1983.
4. Красновский А. З. Использование эквивалентного сопротивления при планировании расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям. – Электрические станции, 1988, № 1.
5. Зельцбург Л. М., Карпова Э. Л. О методике использования годовых нагрузочных потерь электроэнергии. – Электричество, 1985, № 11.
6. Железко Ю. С., Васильчиков Е. А. О рациональных способах определения числа часов наибольших потерь и коэффициента формы графика. – Электрические станции, 1988, № 1.
7. Железко Ю. С. Способы расчета числа часов максимальных потерь электроэнергии. – Известия вузов. Энергетика, 1990, № 11.
8. Рахимов К. Р. Об определении времени максимальных потерь. – Известия вузов. Энергетика, 1990, № 11.
9. Железко Ю. С., Савченко О. В. Расчет потерь электроэнергии в энергосистемах с реверсивными межсистемными связями. – Электричество, 1995, № 3.
10. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989.

Информационное обеспечение автоматизированных систем управления распределительными электрическими сетями

Мозгалев В. С., Тодирка С. Н., инженеры, Богданов В. А., Пономаренко И. С., Сипачева О. В., кандидаты техн. наук, Скорняков А. Ю., инж.

МЭИ – МКС АО Мосэнерго

Разгосударствление и приватизация промышленности в Российской Федерации привели к тому, что большинство предприятий, в том числе и распределительные электрические сети 6 – 10/0,4 кВ, перешли в смешанную собственность, как правило, муниципальную и трудовых коллективов. Это поставило перед районами электрических сетей (РЭС) новые задачи в их экономической и технической деятельности. Резко возросло значение условий договорных обязательств по электроснабжению потребителей и реального их выполнения на финансовое положение РЭС.

Существенно возросло значение надежности и бесперебойности электроснабжения, точности коммерческих расчетов за купленную и отпущенную электроэнергию, ужесточились требования к показателям качества электроэнергии (ПКЭ), ост-

ро встал вопрос о снижении технологических потерь электроэнергии в сети на ее передачу. В качестве примера можно указать возникающую в настоящее время в ряде случаев необходимость регулярного проведения расчетов надежности электрического питания потребителей для правильного заключения договоров на электроснабжение. Неправильно рассчитанные характеристики надежности могут привести к штрафным санкциям к предприятиям сетей со стороны потребителей, если реальная надежность электроснабжения хуже указанной в договоре.

Для решения всех указанных и ряда других задач должна быть значительно улучшена вся организационно-техническая деятельность в РЭС. Значительно возрастают требования к их техническим службам. Необходима развитая информаци-

онная поддержка по всей совокупности данных о технологическом оборудовании сетей, трассах коммуникаций, абонентах, ретроспективная информация о различных событиях и др. Требуется совершенствования процесс профессионального обучения и переподготовки персонала РЭС. Его организация невозможна без создания развитой системы программно-технических тренажеров, информационно-обучающих автоматизированных систем и др.

Возникает неотложная необходимость разработки и внедрения в повседневную практику эксплуатации РЭС автоматизированных систем управления (АСУ) технологическими процессами. К ним относятся автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), автоматизированные системы управления качеством электроэнергии и другие.

В предыдущие годы в Российской Федерации в основном разрабатывались автоматизированные системы для сетей более высоких напряжений – 110 кВ и выше. Рассматриваемому классу сетей 6 – 10/0,4 кВ уделялось значительно меньше внимания. Разработанные системы были ориентированы, как правило, на решение одной из задач АСУ РЭС, не имели комплексного подхода и их прикладное специализированное программное обеспечение (СПО) не отвечает современным потребностям. В основу создания автоматизированных систем управления районами распределительных электрических сетей (АСУ РЭС) должно быть положено единое информационное обеспечение всех подсистем на основе единой интегрированной базы данных. Это объясняется тем, что в отличие от сетей более высоких напряжений, где различные задачи АСУ вследствие их большого объема и сложности разрабатываются и эксплуатируются во многом автономно, в распределительных сетях 6 – 10/0,4 кВ задачи АСДУ, планирования режимов, организации эксплуатации самым тесным образом взаимосвязаны друг с другом и должны работать в едином комплексе.

Исходя из всего сказанного, становится очевидной необходимость разработки нового поколения АСУ РЭС [1], ориентированной на комплексное решение задач автоматизации электрических сетей, основывающейся на современных информационных технологиях и технических средствах, приспособленных к решению задач, возникающих перед распределительными сетями.

Основные функции. Одна из таких комплексных АСУ РЭС разрабатывается в Московском энергетическом институте на кафедре электроэнергетических систем совместно с АО Мосэнерго [2], в частности с Московской кабельной сетью (МКС). Она предназначена для автоматизации эксплуатации и управления системами электроснабжения городов и промышленных предприятий. Состоит из пяти основных подсистем, в основу ко-

торых положено их единое информационно-техническое обеспечение, использующее единое сетевое СПО (системы баз данных, комплекс графического отображения, блоки расчетных модулей и др.) и специально разработанные унифицированные технические средства. Система включает в себя следующие подсистемы – функции: оперативное управление (АСДУ); автоматизация работы производственно-технических служб сети; автоматизированный учет электроэнергии (АСКУЭ); автоматизация управления качеством электроэнергии (АСУКЭ); переподготовка и тренировка персонала.

Все подсистемы можно использовать как в виде единого комплекса, так и по отдельности. Предусмотрена возможность добавления дополнительных функциональных модулей, увязка с другими внешними устройствами, базами данных и др.

Специализированное программное обеспечение является важнейшей составляющей всех блоков системы. Работает в совокупности с техническими средствами, но представляет значительную ценность и в случае автономной работы, например, для автоматизации технических служб РЭС и др. Его основой являются сетевая многопользовательская база данных, основанная на клиент-серверной технологии. Все графическо-информационные, расчетные и другие блоки системы должны быть выполнены в сетевом варианте на основе единой базы данных (БД) по всему оборудованию энергосетевого хозяйства. Только в этом случае обеспечивается согласованность информации всех технических служб.

В настоящее время разные службы РЭС пользуются автономным программным обеспечением, например, ведется своя база данных по бухгалтерии, своя расчетная БД для оценивания режимных параметров сети, своя БД по оборудованию в производственно-техническом отделе (ПТО). Прохождение документации по изменениям в распределительной сети не согласовано, запаздывает, поэтому имеются разночтения в данных производственно-технического отдела, бухгалтерии, на производственных участках и др. Чтобы избежать подобной ситуации, необходимо централизованно вести единую информационную базу по реально установленному оборудованию, потребителям, нагрузкам, выполняемым эксплуатационным работам и др.

Структура такой единой базы данных по оборудованию района электрических сетей была разработана на основе метода объектно-ориентированного анализа [3]. Для этого было проведено всестороннее исследование деятельности нескольких предприятий электрических сетей: изучена документация всех служб, которая ведется на предприятии, инструкции, справочные и нормативно-технические документы. Выявлены основные типы оборудования и потоки данных, передаваемые друг другу разными службами сетевого предприятия.

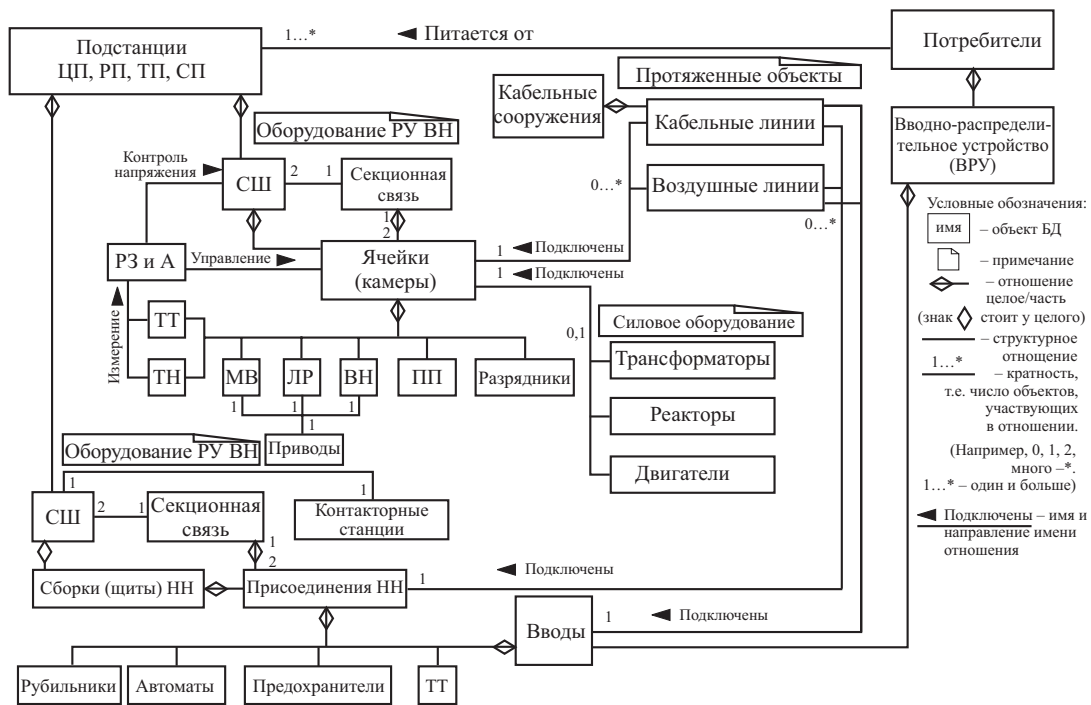


Рис. 1. Иерархическая диаграмма связи объектов базы данных распределительной сети:

СШ – секции шин; МВ – масляный выключатель; ЛР – разъединитель; ВН – выключатель нагрузки; ТН – трансформатор напряжения; ТТ – трансформатор тока; ПП – предохранитель; ЦП – центры питания; РП – распределительный пункт; ТП – трансформаторная подстанция; СП – соединительный пункт

На основе разработанной структуры базы данных реализовано специализированное сетевое программное обеспечение по параметрам электрооборудования напряжением 6 – 10/0,4 кВ, характеристикам потребителей и их нагрузкам, оперативной и справочной информации, необходимой при эксплуатации системы электроснабжения. Полученная информационная система отражает иерархию и взаимосвязи оборудования и линий распределительной электрической сети. Структурная иерархическая схема объектов БД представлена на рис. 1 и выполнена как диаграмма классов на унифицированном языке моделирования UML [4].

Следует отметить, что разным техническим службам требуется разная степень подробности информации. Разработан интерфейс пользователя для разных служб сетевого предприятия: рабочее место инженера ПТО или архива; рабочее место мастера производственного участка; рабочее место инженера по режиму; рабочее место диспетчера; рабочее место мастера релейной защиты и автоматики; рабочее место мастера по телемеханике.

Все изменения по развитию распределительной сети, в первую очередь, проходят через производственно-технический отдел. Эта служба, которая осуществляет первичный ввод информации о сети, располагает всеми необходимыми документами для определения параметров оборудования. Потом уже из ПТО информация поступает на производственные участки, в бухгалтерию, службу режимов и др. Рабочее место ПТО является важ-

нейшим, откуда информация расходуется по другим службам, поэтому программный блок “Архив” был реализован в первую очередь.

Рабочее место ПТО “Архив”. Программный блок “Архив” обеспечивает ведение картотек паспортов подстанций, линий, кабельных сооружений, силовых трансформаторов, потребителей и вводно-распределительных устройств с системой поиска по заданным параметрам. Содержит справочную систему, которая включает данные по типовому оборудованию, типовые проекты подстанций, данные по персоналу и производственным службам сетевого предприятия, номенклатуру эксплуатационных работ с нормами времени.

Справочная база организована как библиотеки типового оборудования и классификаторы. Классификаторы – это вспомогательные списки для выбора значений поля БД. Для заполнения классификаторов используются классификаторы, принятые на сетевом предприятии, справочники и ГОСТ для занесения общей электротехнической информации: шкал напряжений, сечений, номинальных токов, номинальных мощностей и др. На основе справочных, каталожных и паспортных данных оборудования электрических сетей были разработаны библиотеки типового оборудования: силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей, приводов к коммутационным аппаратам (КА), трансформаторов тока и напряжения, рубильников, разрядников, автоматических выключателей,

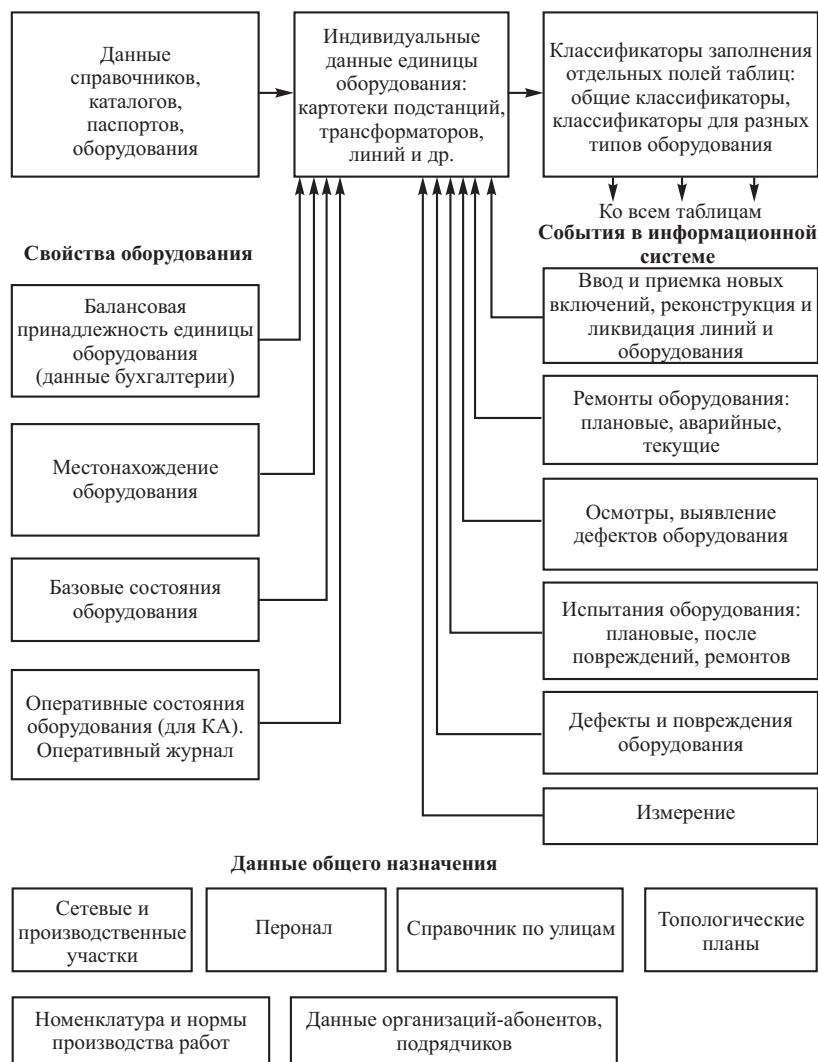


Рис. 2. Обобщенная структура информационной модели одного типа оборудования

кабелей, проводов воздушных линий (ВЛ) и другого оборудования.

Для ведения картотек оборудования необходимы данные по организационной структуре сетевого предприятия, список персонала сетевого предприятия с должностями, правами и группами ТБ и правами доступа в БД, список населенных пунктов и улиц на обслуживаемой территории. Для учета эксплуатационных работ и расчета трудозатрат необходимы номенклатура работ с нормами времени, нормами расхода материала, периодичностью проведения работ, список организаций подрядчиков, землероющих, строительных, монтажных и абонентов, наиболее часто выполняющих работы в сети. Структурная схема данных для одного вида оборудования представлена на рис. 2.

Картотека подстанций. Основной единицей оборудования являются трансформаторные подстанции (ТП) и распределительные пункты. В настоящее время вся информация по подстанциям находится в делах ТП и представляет собой большие стеллажи папок в ПТО сетевого предприятия.

Одной из работ инженера ПТО является поиск нужной информации в делах ТП, который при такой организации является крайне неэффективным. На основе разработанной структуры базы данных реализован программный блок картотеки подстанций, позволяющий выполнять занесение и быстрый поиск необходимых данных. Картотека подстанций включает данные: по строительной части подстанций; по документам приемки и эксплуатации подстанций (дело ТП); по РУ высокого напряжения с подробной информацией по составу оборудования ячеек (камер) и подключенных линий; по оборудованию сборок (щитов) РУ низкого напряжения и отходящих линий; по нагрузке силовых трансформаторов; список потребителей данной подстанции.

Общий принцип построения интерфейса картотек оборудования показан на рис. 3. Рабочий экран для пользователя содержит три основные области: область поиска, список выбранного оборудования и сама учетная карточка (паспорт) единицы оборудования. Так как число единиц оборудования очень большое, ориентироваться в списке из нескольких тысяч элементов невозможно, возникает задача поиска определенного оборудования (подстанции, линии, ВРУ потребителя) или нескольких единиц оборудования, удовлетворяющих определенным признакам, например, подстанций, находящихся на опреде-

ленной улице, линий или потребителей, питающихся от данной подстанции. Вверху экрана находится область поиска. Здесь расположены поля, которые содержат основные признаки, по которым необходимо выбрать оборудование. По нажатию кнопки "Поиск" осуществляется выбор элементов оборудования по заданным признакам, кнопка "Отмена" очищает условия поиска. Перемещаясь по списку выбранных элементов, можно просматривать, редактировать учетную карточку выделенного курсором элемента списка. Учетная карточка содержит данные каждой единицы оборудования. Это индивидуальные паспортные данные оборудования, его тип, диспетчерское наименование, адрес, принадлежность производственному участку сетевого предприятия, лицо, ответственное за оборудование, и другие данные.

Подробную информацию по оборудованию подстанции по высокому и низкому напряжению можно занести и просмотреть по кнопке "Оборудование". Рассматривается состав каждой ячейки распределительного устройства (РУ) высокого на-

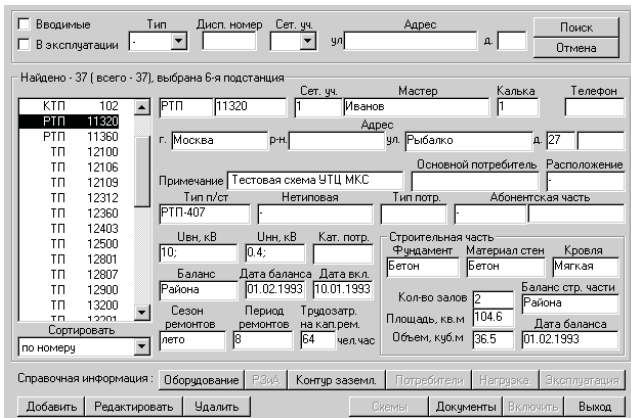


Рис. 3. Интерфейс программного блока картотеки подстанций

пряжения (рис. 4). Марки установленного оборудования с номинальными токами, напряжениями, токами отключения, термической стойкости и другое выбираются из справочных данных. Существует возможность задания нетипового оборудования. Для РУ низкого напряжения также подробно вводится информация о каждом присоединении с выбором автоматов, рубильников, предохранителей и их токов вставок.

Для учета силовых трансформаторов реализован программный блок картотеки силовых трансформаторов. Картотека силовых трансформаторов содержит следующие данные: справочные и каталожные данные силовых трансформаторов; данные заводского паспорта; бухгалтерские данные; данные о проведенных испытаниях заводских и в процессе эксплуатации: измерениях сопротивления обмоток и сопротивления изоляции, испытания повышенным напряжением, протоколы анализа масла и др.; данные по передвижению и ремонтам трансформатора.

Картотека потребителей. Работа с абонентами является важной составляющей работы производственно-технической службы сетевого предприятия. Организация-абонент имеет одного или нескольких потребителей электроэнергии. Для каждого потребителя хранятся данные о вводах, принадлежности к подстанциям, от которых осуществляется его питание, список персонала и субабонентов, составляются акты разграничения балансовой и эксплуатационной ответственности, технические условия и другие документы. Для организаций-абонентов ежегодно формируется список персонала, с которым ведутся оперативные переговоры, список персонала, допущенного для работ в сетевых помещениях, и др. Информационная БД по потребителям позволяет быстро найти потребителя, документы и необходимую по ним информацию. Особенно быстрый поиск информации по потребителям важен для диспетчера. По данным о потребителях оцениваются нагрузки трансформаторов подстанций. Далее планируется ин-

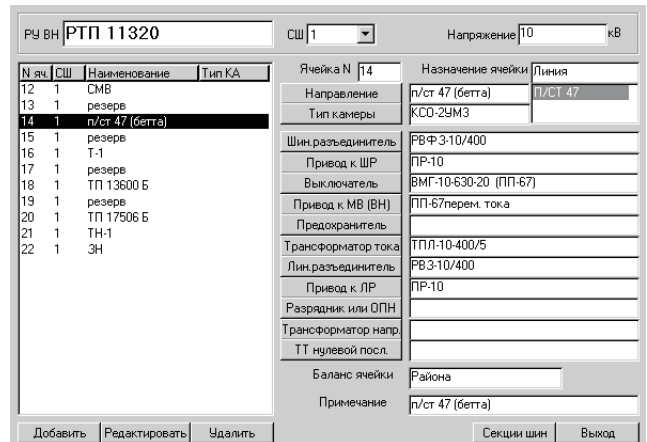


Рис. 4. Интерфейс программы для занесения параметров оборудования РУ высокого напряжения

тегрировать с программным блоком по учету электроэнергии.

В настоящее время картотека потребителей содержит: административные данные: адреса, телефоны, персонал абонента и субабонентов, категорию электроснабжения; технические условия и акты разграничения; данные о составе оборудования вводно-распределительных устройств потребителя.

Картотека кабельных линий. При эксплуатации кабельных линий (КЛ) им присваивают номер или наименование, заводят на нее паспорт, содержащий все необходимые технические данные, в дальнейшем паспорт пополняется данными по испытаниям, ремонту и эксплуатации линии. Паспорта кабельных линий хранятся в архиве или ПТО. Кабельные линии обычно состоят из нескольких участков кабеля, соединенных муфтами, данные о прокладке и монтаже кабельных линий содержатся в кабельных журналах. Для хранения информации по кабельным линиям разработан программный блок картотеки кабельных линий. Картотека кабельных линий включает: бухгалтерские данные; расчетные данные по сопротивлениям и допустимым токам; документацию по приемке и эксплуатации линии; подробную информацию кабельного журнала об условиях прокладки и трассе линии: участки кабеля и муфты с данными об исполнителях монтажа и прокладки.

Картотека воздушных линий. Электрическая воздушная линия состоит из опор, изоляторов, проводов и различной арматуры для проводов и изоляторов. Воздушные линии (ВЛ) распределительных сетей по напряжению разделяют на группы: до 1000 В и выше 1000 В до 35 кВ. Каждой воздушной линии при приемке в эксплуатацию присваивают номер или наименование. На каждую ВЛ заводят паспорт, в котором указывают ее попорную схему, длину, технические характеристики (напряжение, сечение, материал проводов, типы опор) и эксплуатационные данные (даты ремон-

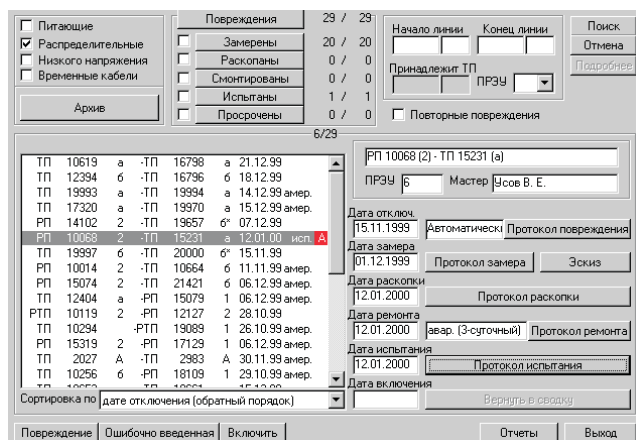


Рис. 5. Интерфейс программы по повреждаемости и силового оборудования

тов, состояние опор и др.). Воздушные линии имеют разветвленную структуру, основная магистраль линии имеет ответвления (отпайки). Ответвления могут строиться позже основной магистрали линии. В карточке воздушных линий показывается разветвленная структура линии со всеми ее участками и ответвлениями и содержатся следующие данные: поопорной схемы; кабельных вставок и вводов ВЛ; документов по приемке и эксплуатации линии; бухгалтерские и расчетные данные.

Ввод в эксплуатацию нового оборудования и заполнение для него данных выполняются в архиве или производственно-техническом отделе (ПТО) сетевого предприятия. Другие службы предприятия сетей: диспетчерская, производственные участки, бухгалтерия, используя данные по оборудованию, занесенные в архиве, заполняют сведения по проведенным ими работам: отключениям и включениям, ремонтам, осмотрам, испытаниям, учету и изменениям балансовой стоимости и списанию оборудования.

Программный блок по повреждаемости силового оборудования. Наиболее часто выполняемой производственно-эксплуатационной работой предприятий распределительных сетей является выделение повреждений и последующий ремонт кабельных линий и другого силового оборудования. Особенно актуальна эта задача для городских электрических сетей, когда требуется согласовывать раскопки, быстро ремонтировать поврежденные линии и подать напряжение потребителям с определенной надежностью электроснабжения.

Ремонты, испытания, замеры, раскопки и другие работы, выполняемые персоналом сетевого предприятия, рассматриваются как события в информационной системе. Следует выделить внешние события, которые происходят независимо от деятельности сетевого предприятия: повреждения, дефекты, новые включения, ликвидации. События, предусмотренные эксплуатацией и выполняемые персоналом: ремонты, осмотры, раскопки, ис-

пытания, замеры нагрузок – являются либо плановыми или реакцией информационной системы на внешнее событие. Например, повреждение кабельной линии влечет за собой следующие работы: определение места повреждения (ОМП), раскопку, ремонт, испытание. Для хранения данных по повреждению линий и оборудования, ремонтов, испытаний, осмотров, замеров нагрузки были разработаны соответствующие структуры данных событий. Для выполненных работ фиксируется дата начала и дата окончания, характер работ, ответственный исполнитель, допускающий к выполнению работ, оборудование, на котором проводились работа и другие необходимые данные. Данные события и действий (работы) выполняются разными службами предприятий электрических сетей.

Для устранения повреждения силового оборудования разработана технологическая цепочка необходимых работ. Диспетчер отключает поврежденное оборудование и фиксирует повреждение. Если был перерыв в электроснабжении потребителей, то недоотпуск электроэнергии считается автоматически. Для кабельных линий измерителем выполняются замеры и определяется место повреждения, точно указывается расстояние до места повреждения от конца или начала линии, измеряется общая длина линии, указывается метод ОМП, исполнители замера. Далее мастерами-кабельщиками выполняются раскопка и ремонт кабельной линии, указывается длина вставки, типы муфт, данные об исполнителях, адресе места работ, характере и условиях выполнения работы: наличие обогрева, глубина раскопки, использование техники. При раскопке линии могут вскрываться и другие линии, проложенные в одном пучке с поврежденной. Протокол раскопки содержит список всех линий в зоне раскопки. Перед включением под напряжение изоляция линии испытывается повышенным напряжением либо мастерами эксплуатационного участка, либо бригадой ОВБ. Если произошел пробой изоляции линии, то линия автоматически снова попадает в сводку поврежденных линий сетевого предприятия с причиной повреждения. Проводится испытание, и технологическая цепочка по повторному ремонту линии начинается сначала. Если испытание изоляции было успешным, то диспетчер включает линию в работу и она выбывает из сводки поврежденных линий.

Общий интерфейс программы по повреждаемости кабельных линий представлен на рис. 5. Список справа содержит сводку поврежденных линий на сетевом предприятии на текущий день. Вверху экрана находится область поиска для выбора нужной линии или группы линий по определенным признакам и выполняется их сортировка. Справа находятся кнопки для просмотра и редактирования протоколов событий.

Программа учета повреждаемости кабельных линий и оборудования включает функции следующих рабочих мест: диспетчера для занесения ин-

формации о повреждении и включение линии после ремонта; измерителя для занесения протоколов и эскизов определения места повреждения (ОМП); мастера-кабельщика для занесения данных о раскопках и ремонте линии и испытание линии повышенным напряжением; начальника для просмотра архива повреждений, контроля повреждений и ремонтов линий и оборудования сети, получения различных статистических отчетов с целью анализа причин повреждений и качества выполненных работ.

Просмотр протоколов разрешен на любом рабочем месте, а редактирование и занесение новых протоколов событий разрешены строго в соответствии с правами пользователя в базе данных.

Программой по повреждаемости силового оборудования обеспечивается автоматизированное ведение кабельного журнала, расчет трудозатрат, изменение трассы кабельной линии после ремонта, получение отчетов по повреждениям и ремонтам в произвольной или установленной на предприятии форме. Изменение трассы кабельной линии (новые муфты и вставки) выполняется в автоматическом режиме с контролем работника архива или ПТО на рабочем месте ПТО программой "Архив".

При повреждении силового оборудования подстанции также заполняется диспетчером протокол повреждения, далее мастером эксплуатационного участка выделяется поврежденное оборудование и определяются поврежденные узлы, производится ремонт и заполняется протокол ремонта, где указывается наименование выполненных работ и трудозатраты по ним, если производилась замена оборудования, то заносятся данные по новому оборудованию взамен поврежденному. Перед включением под напряжение производят испытание изоляции ТП повышенным напряжением; протокол испытания, аналогичный протоколу испытания по кабельным линиям.

Для получения отчетов и анализа повреждаемости разработан генератор отчетов. Возможна печать сводки поврежденных линий на любой день текущего года, отчет по повреждениям за определенный период, отчет по ремонтам с выборкой по причинам повреждений, по эксплуатационным участкам, по организациям – исполнителям ремонта, произвольный отчет с выборкой многократно повреждающихся линий и др. Для анализа повреждения возможен просмотр "истории" кабельной линии, т.е. даты, исполнители и причины предыдущих повреждений, раскопок, ремонтов, испытаний. Кроме этого, сразу после определения места повреждения программно проверяется, совпадает ли новое повреждение линии

с каким-либо из старых повреждений. Этот факт может свидетельствовать о качестве предыдущего ремонта и раскопки, об опасных условиях прокладки кабеля. По статистике 80% кабельных линий повреждаются в старом месте. Эта информация очень важна для руководящих работников сетевого предприятия.

Разработка комплексного информационного обеспечения ведется в течение 5 лет. Программные блоки по повреждаемости силового оборудования и "Архив" находятся в опытной эксплуатации в одном из сетевых районов Московской кабельной сети АО Мосэнерго последние 2 года. На техническом совещании МКС был рассмотрен опыт эксплуатации данного программного обеспечения, отмечена его эффективность и рекомендованы установка и эксплуатация в других сетевых районах МКС.

Выводы

1. Разработка современных полноценных автоматизированных систем управления электрическими сетями возможна только на основе комплексных многопользовательских сетевых баз данных по всему оборудованию сетей и отслеживанию ими основных информационных потоков данных в процессе эксплуатации.

2. Рассмотрены опыт создания, принципы построения и опыт эксплуатации такой комплексной базы данных на примере одного из сетевых районов Московской кабельной сети АО Мосэнерго.

3. Полученные результаты позволяют сделать вывод, что разработанный программный комплекс успешно решает поставленные перед ним задачи и может быть рекомендован для широкого применения в распределительных сетях. Полученный при этом разносторонний опыт эксплуатации позволяет предпринять последующие шаги для его дальнейшего совершенствования и развития.

Список литературы

1. *Основные* научно-технические требования к созданию и развитию автоматизированных систем управления районов электрических сетей (АСУ РЭС). М.: ГВЦ, ВНИИЭ, ЭСП, 1996.
2. *Комплексная* система автоматизированного управления распределительными сетями АО Мосэнерго / Пономаренко И. С., Дубинский Е. В., Тютюнов А. А., Дичина О. В. и др. – Вестник МЭИ, 1998, № 1.
3. *Шлеер С., Меллор С.* Объектно-ориентированный анализ: моделирование мира в состояниях. Киев: Диалектика, 1993.
4. *Буч Г., Рамбо Д., Джекобсон А.* Язык UML. Руководство пользователя. Москва: ДМК, 2000.

Расширение возможности использования АСКУЭ в энергосистемах

Ковезев С. Н., инж., Мансветов В. Л., канд. техн. наук

Ижевская ТЭЦ-1 – Удмуртэнерго

Совершенствование экономических показателей работы энергосистем немислимо без автоматизации учета энергии, мощности, топлива. Современные требования к средствам автоматизации учета энергии и мощности изменяются по сравнению с теми, что недавно всех устраивали.

В настоящее время в энергосистемах широко распространены информационно-измерительные комплексы, построенные на системах телемеханики, позволяющие осуществлять замеры активных и реактивных мощностей и напряжений в темпе процесса для управления и контроля нагрузкой энергосистемы [1]. Однако телемеханические системы измерений мощности в настоящее время не вполне обеспечивают решение стоящих задач.

Недостаточная точность замеров суммарной нагрузки энергосистемы, отдельных агрегатов электростанций и распределения потоков мощности в сети позволяет лишь приближенно оценить режим энергосистемы, и в ряде случаев не позволяет с необходимой точностью оптимизировать распределение нагрузки как внутри энергосистемы, так и внутри электростанций, между отдельными котельно-турбинными агрегатами. Эффективность оптимизации управляющих воздействий и соответственно экономия топлива или снижение потерь на транспорт энергии определяются точностью замеров исходных для оптимизации режимов. Например, погрешности определения характеристик относительных приростов (ХОП) для электростанций могут привести к перерасходу топлива, равному 30 – 90% возможной экономии [2]. Если фактический результат оптимизации меньше, чем возможные погрешности, то эффект оптимизации носит ложный характер. Он будет утерян из-за невозможности реализации оптимальных решений.

Расчеты показывают [2], что при погрешностях характеристик относительных приростов, равных 10 – 15%, эффект оптимизации распределения нагрузки соизмерим с проигрышем от погрешностей характеристик. Аналогичное положение имеет место при оптимизации различными методами распределения мощности между электростанциями энергообъединения [2 – 4], когда из-за неточности исходной информации может быть утерян глобальный оптимум расхода топлива, а отыскан лишь локальный оптимум, что не всегда совпадает с минимумом затрат на топливо.

Не всегда удовлетворяет точность замеров телемеханики и при ее использовании для целей централизованной системы противоаварийной автоматизации энергообъединений, так как возможна недостаточная дозировка воздействия на нагрузку энергообъединения в аварийных режимах, и, как следствие, невыполнение или неполное выполнение противоаварийной автоматикой своих функций по предупреждению нарушений устойчивости [5]. Замеры реальной нагрузки в темпе процесса, попадающей в графики экстренных отключений и ограничений нагрузки, подключенной к САОН и другим средствам ПАА, в ряде случаев становятся невозможными, так как для этого требуется произвести массовые замеры мощности на линиях 6 – 10 кВ, которые не обеспечены преобразователями для телеизмерения мощности.

Не удовлетворяет также современным требованиям точность телеизмерения сальдо перетоков энергосистем, если в темпе процесса требуется ввести ограничения или временные отключения нагрузки, особенно если мощность ограничений несоизмеримо мала по сравнению с мощностью сальдо перетока. Очевидно, что при одной и той же относительной погрешности информационно-измерительной системы (α) замер нагрузки на уровне сальдо перетока энергосистемы ($P_{\text{сн}}$) дает значительно большую абсолютную погрешность (ΔP_{α}), чем при замере нагрузок на уровне энергообъекта ($P_{\text{зо}}$) или района электросетей (РЭС), или даже предприятия электросетей (ПЭС). Действительно, если $P_{\text{сн}} > P_{\text{зо}}$, то и $\alpha P_{\text{сн}} > \alpha P_{\text{зо}}$. Поэтому оперативные замеры небольших по абсолютной величине ограничений или отключений, особенно в период больших изменений нагрузки, например, в период приближения к максимуму нагрузки, целесообразно производить на уровне энергообъектов и даже по отдельным присоединениям, а также РЭС, ПЭС, но передавать их на уровень диспетчера энергосистемы.

Однако на уровне энергообъектов на напряжениях 6 – 35 кВ, как правило, отсутствуют средства телеизмерения на отходящих линиях, есть замеры токов на вводах трансформаторов. На отходящих линиях таких объектов есть только электросчетчики и щитовые приборы, которые сами по себе не позволяют передать оперативную информацию с объекта, и, в конечном итоге, – с РЭС и ПЭС, но, как будет показано далее, при наличии АСКУЭ на

этих объектах оперативные замеры по присоединениям этих объектов могут быть осуществлены, т.е. эта нагрузка станет наблюдаемой.

Устанавливать для оперативного контроля на отходящих линиях дополнительно преобразователи телеизмерения нецелесообразно, так как это приведет к существенным дополнительным затратам, а также выведет из допустимого класса точности все средства измерения, включая и расчетные электросчетчики, в связи с тем, что на уровне напряжений 6 – 35 кВ эти цепи и без того перегружены. Следовательно, существующая система телемеханики не позволяет обеспечить замер небольших нагрузок на уровне энергообъектов по отдельным присоединениям, а величина абсолютного ограничения энергосистемы соизмерима с погрешностями телеизмерительной системы оперативно-измерительного комплекса, измеряющей saldo перетока по ряду точек расчетного учета на границах энергосистемы.

Некоторые составляющие погрешностей телеизмерений (ТИ) широко известны [1, 6 – 7] – это погрешности по модулю и углу трансформаторов тока и напряжения, первичных преобразователей, включая основные и дополнительные погрешности этих устройств. Такие погрешности однотипны с погрешностями соответствующих элементов системы АСКУЭ. Расчет и измерение этих погрешностей не представляет труда. Однако для телеизмерительных систем имеются еще специфические виды погрешностей [7]: погрешности передающих и приемных устройств телемеханики и канала связи, погрешности преобразования в устройстве обработки информации (масштабирование, округление, усреднение), а также погрешности, возникающие в центральной приемопередающей станции (ЦППС) информационно-измерительного комплекса. В свою очередь, эти составляющие погрешностей имеют в своем составе погрешности преобразования аналог-код (погрешности квантования по уровню и дискретизации по времени). Погрешности в канале связи определяются, во-первых, погрешностями, появляющимися при ретрансляции сигналов, которые иногда проходят несколько ступеней трансляции из-за удаленности объектов от диспетчерского пункта, где осуществляется сбор информации, а, во-вторых, искажениями сигнала помехами в канале связи. Согласно [7] при ретрансляции сигналов с одного уровня на другой уровень (i) результирующая погрешность в канале связи определяется:

$$\delta_{oi} = \delta_o \sqrt{\frac{1-q^{i+1}}{1-q}}, \quad (1)$$

где δ_o – приведенная динамическая погрешность в канале без ретрансляции;

$q = \frac{T_{i+1}}{T_i}$ – отношение циклов обновления на сосед-

них уровнях трансляции i и $i + 1$.

Из выражения (1) следует, что при малых $q \leq 0,3$ увеличение числа уровней передачи информации не приводит к росту погрешностей. Для выполнения условия $q < 1$ необходимо на каждом последующем уровне передачи увеличивать скорость передачи информации, по крайней мере, на порядок, что трудновыполнимо при существующих каналах связи. Если же скорости на каждом уровне передачи информации примерно одинаковы (что в основном соответствует современному состоянию каналов связи), то уже при трех уровнях передачи информации ($i = 3$) и $q \rightarrow 1$, $\delta_{oi} \rightarrow 2$, а при $q = 2$, $\delta_{oi} = 4$, т.е. погрешность за счет ретрансляции по цепочечно-радиальной системе телемеханики возрастает в 4 раза. Такие ретрансляции и соответственно появление таких динамических погрешностей становятся неизбежными особенно для оперативно-информационного комплекса на верхнем уровне энергосистем и ОДУ при большой протяженности каналов связи с объектов, проходящих иногда частично даже через различные смежные энергосистемы.

Погрешности дискретизации по времени, погрешности от многоуровневой передачи являются разновидностями динамической погрешности. Другая разновидность динамической погрешности связана с тем, что при наличии помех в каналах связи действует защита от приема искаженных посылок телемеханики. Если защита недостаточна и не корректирует ошибки, то сигнал будет принят даже при наличии помехи с искажением информационной части сигнала, т.е. произойдет появление погрешности замера. Если защита от приема искаженных посылок обеспечена, то при наличии помех прием сигнала задерживается на время, когда помеха будет устранена (имеется в виду циклическая передача ТИ).

Находящиеся в эксплуатации системы телемеханики типа “Гранит” с протоколом передачи HDLC имеют класс достоверности по МЭК, близкий к I_2 [7], работа в котором означает, что вероятен прием ложных информационных сигналов при наличии помех в канале связи, а иногда и задержка в приеме сигналов.

Опыт показывает, что задержка приема сигнала по этой причине по шумящим каналам связи достигает 20 – 30 с и более. Имели место случаи отказа приема обновленных ТС в течение получаса. Длительность блокировки посылок телемеханики является сложной функцией методов защиты от помех собственно канала связи, в частности, методов модуляции, а также метода кодирования посылок телемеханики, формата передачи приема сигналов, класса достоверности системы телеме-

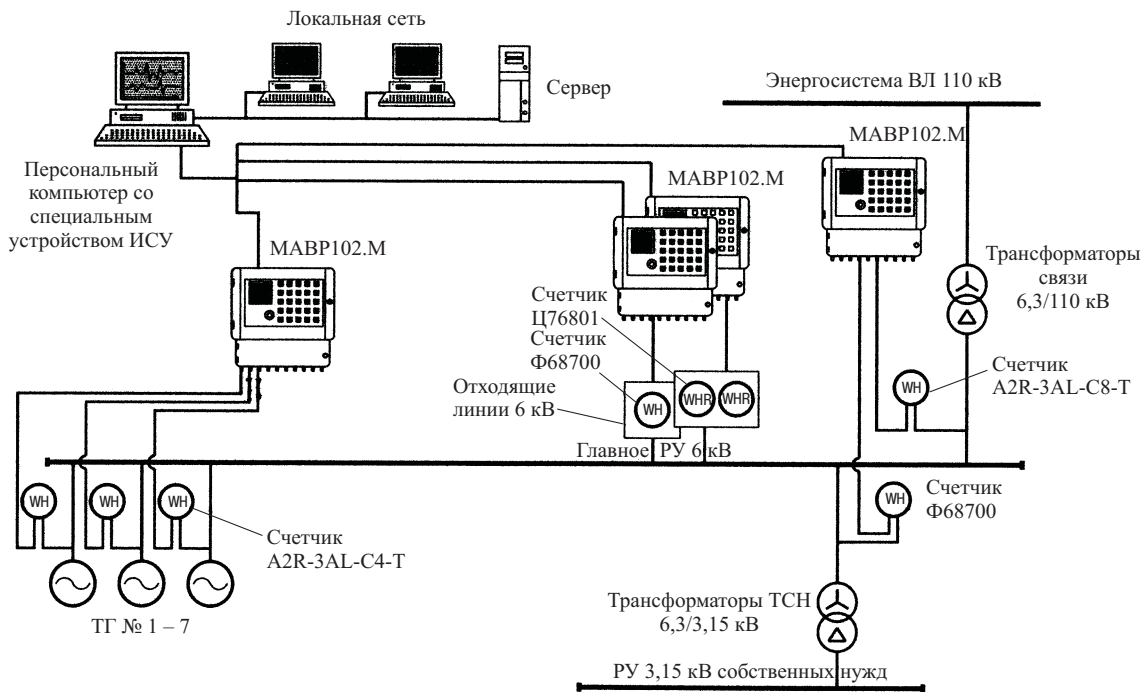


Рис. 1. Принципиальная схема коммерческого учета выработки и отпуска электроэнергии на Ижевской ТЭЦ-1

ханики, скорости передачи информации, типа диалоговых процедур передачи.

Во время блокирования сигнала телеизмерения при действии помех может измениться величина измеряемого сигнала, так как изменяется нагрузка энергосистемы. Этот вид динамической погрешности при циклической передаче носит в общем случае случайный и неопределенный (блокирование может быть или не быть) характер. Число каналов, по которым происходит сбор информации в точках расчетного учета энергосистемы, может быть для различных энергосистем велико. По некоторым каналам может быть несколько уровней приема, а условия прохождения сигналов в них при наличии помех – разные. Поэтому невозможно регламентировать величину этой динамической погрешности для информационной системы. В [8] записано, что основная и дополнительная погрешности аппаратуры передачи данных (АПД) и ЭВМ не нормируются. Не нормируются соответственно, и методы замеров такого вида погрешностей [9 – 11].

Природа динамической погрешности в каналах передачи данных и в ЭВМ (в качестве ЦППС и средств дальнейшей обработки информации) является вероятностной и частично неопределенной (вероятностно-неопределенной) и принципиально отличается от динамической погрешности обычных средств измерений и автоматики, где динамические погрешности определяются детерминированными динамическими характеристиками средств измерений с возможными случайными отклонениями этих характеристик [11].

На практике отмечались также случаи “генерации” ложных посылок непосредственно от самой центральной приемопередающей станции, принимающей сигналы телеизмерения и телесигнализации. Благодаря вероятностно-неопределенной природе динамических погрешностей в АПД и ЭВМ невозможно зафиксировать даже область погрешностей системы в целом. По нашему мнению, такие погрешности в оперативно-измерительном комплексе могут иметь решающее значение.

Практика подтверждает наличие “необъяснимых всплесков” погрешностей до 10 – 30% в результирующих замерах сальдо перетоков энергосистемы с 12 – 13 точек замера. Контролировать выполнение диспетчерского графика в этом случае с точностью до 2% становится невозможно. Составляющие погрешностей преобразователей, трансформаторов тока и напряжения при этом остаются в пределах нормы. Наличие больших неопределенных погрешностей в телеизмерительном комплексе и, с другой стороны, стремление получить высокую точность с применением системы телеизмерений, исходя из экономических соображений, как указано ранее, привело к применению методов оценки состояния параметров режимов энергосистемы, получаемых с помощью телеметрии [12], позволяющих приблизить многомерный, искаженный погрешностями вектор телеизмерений параметров режима к вектору параметров действительного режима, выявить грубые ошибки телеизмерений. Однако точность полученного в результате оценки состояния отклонений измеренного многомерного вектора параметров режима от вектора вероятного режима также неизвестна, что может

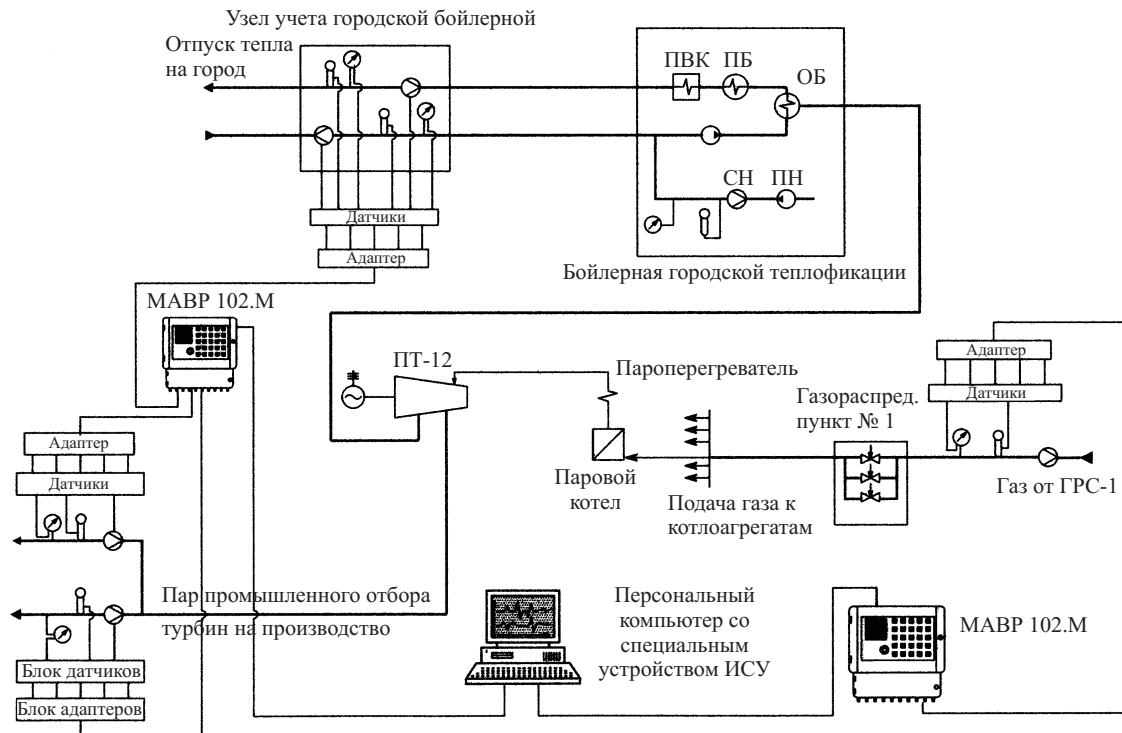


Рис. 2. Принципиальная схема коммерческого учета выработки и отпуска тепла на Ижевской ТЭС-1

привести к неполной или даже ложной оптимизации, к еще большему заблуждению.

Альтернативой сложившемуся положению с неопределенной точностью информационно-измерительных комплексов, использующих телеметрию, может стать применение для оперативного съема информации автоматизированных систем контроля и учета энергии (АСКУЭ).

На Ижевской ТЭС-1 Удмуртэнерго уже около 5 лет успешно эксплуатируется как единая автоматизированная система учета электрической, тепловой энергии и газа типа “Спрут” с использованием многоканальных автоматических регистраторов типа MAVP 102.M. Разработка и изготовление системы осуществлены фирмой ОВ (г. Санкт-Петербург). Имеется сертификат Госстандарта России как на отдельные регистраторы MAVP 102.M, так и на всю систему “Спрут” класса точности 0,2 (сертификат об утверждении типа измерений № 7139 комплексов измерительно-вычислительных “Спрут” зарегистрирован в Госреестре средств измерений под № 18 897 – 99). Адаптеры токового импульсного сигнала имеют класс точности 0,1, адаптеры унифицированных токовых сигналов 0 – 5 мА и 4 – 20 мА – класс точности 0,2, предел допускаемой приведенной погрешности при измерении температуры газов и жидкостей 0,5%, а предел допускаемой относительной погрешности вычислений тепловой энергии и расхода – 0,1%.

На рис. 1 приведена принципиальная схема учета выработки и отпуска электроэнергии на

Ижевской ТЭС-1.* На рис. 2 – то же, но при выработке и отпуске тепловой энергии, а на рис. 3 – структурная схема всей системы для учета выработки и отпуска электроэнергии, тепла и газа. Помимо стандартных функций АСКУЭ, выполняемых данной системой по учету электроэнергии в соответствии с [13], и, что немаловажно, построения системы учета электроэнергии, мощности, тепла, расхода жидкостей и газа в рамках единых программно-технических средств, в системе “Спрут” имеется ряд дополнительных особенностей, улучшающих, на наш взгляд, ее качество. Так, в информационных каналах регистратора MAVP 102.M при сборе информации с электросчетчиков или других первичных преобразователей энергии формируются значения физических величин с последующим их преобразованием в именованные мгновенные величины с усреднением их на интервалах 2, 10, 30 и 60 с, а также 5-минутные учетные значения (усредненные за 5 мин). Столь малые временные интервалы, по имеющимся сведениям, в средствах АСКУЭ еще получать не удавалось, что приближает эту систему по оперативности к системам телемеханики.

Адаптивное сжатие с усреднением за 2, 10, 30, 60 с во входных каналах регистратора, L-преобразование входных величин, а также канальная коррекция информационных сигналов позволяют уменьшить загрузку энергонезависимой памяти при незначительных изменениях регистрируемого

* Активное участие в этой работе принимал инженер Харазия О. Р.

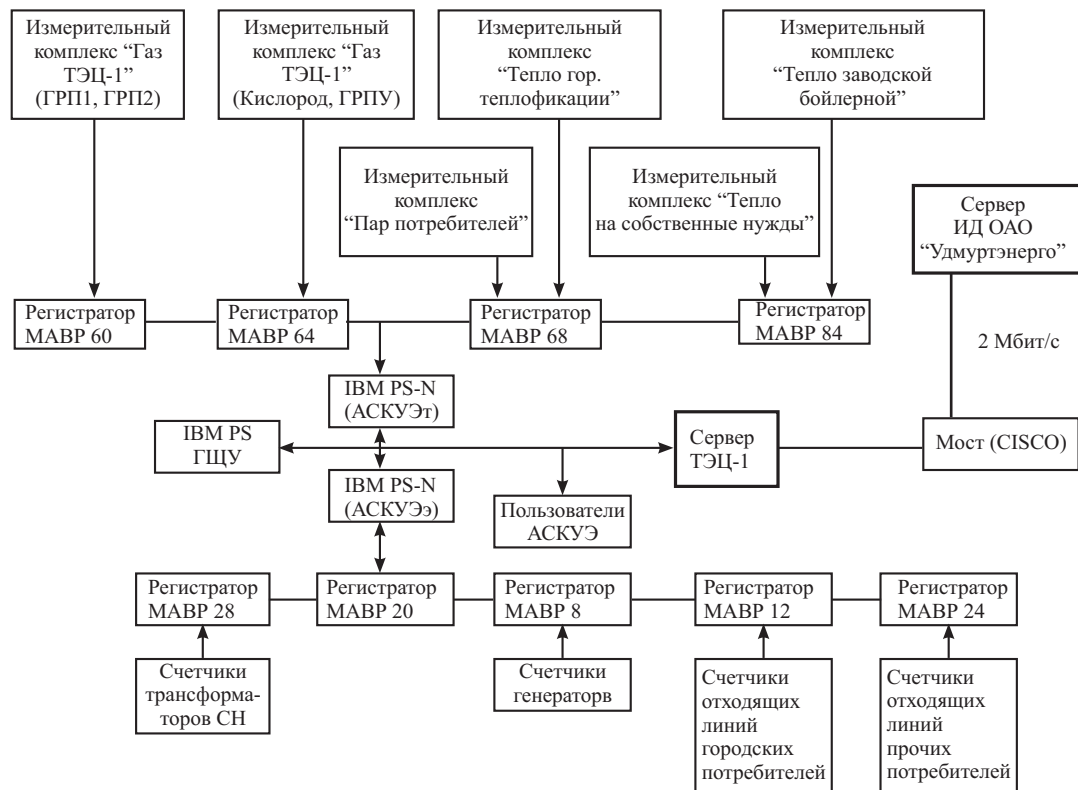


Рис. 3. Структурная схема АСКУЭ Ижевской ТЭЦ-1

параметра (менее параметра сжатия), повысить точность счета импульсов на малых интервалах времени и улучшить другие метрологические характеристики регистратора. Мгновенные значения хранятся в энергонезависимой памяти регистратора в виде файла с метками времени, что позволяет в дальнейшем синхронизировать на верхнем уровне системы данные от различных источников информации, от различных объектов.

Суммирование синхронизированных по времени файлов на верхнем уровне придает системе важное свойство – отсутствие динамических погрешностей, о которых говорилось ранее применительно к телемеханическим системам. Это свойство особенно важно применительно к сбору информации о сальдо перетоках энергосистем, так как именно там имеют место каналы связи с ретрансляцией, и абсолютные значения погрешностей дают наибольший ущерб в точности результирующих замеров.

Очевидно, что сбор информации, близкий к темпу процесса без динамических погрешностей, становится возможным, если будет обеспечена быстрая и достоверная передача информации от точки учета энергии на объекте к коммуникационному узлу регистратора МАРВ 102.М и далее – к информационно-управляющей станции более высокого уровня. Коммуникационный узел регистратора состоит из блока регистрации Е 102 (МАРВ 102.М), модемного узла и цифрового интерфейса RS-232 (RS-485), который предназначен для связи

регистраторов МАРВ 102.М между собой на объекте и сопряжения с нетиповым оборудованием, например, каналообразующими средствами связи, а также с многофункциональными счетчиками расхода электроэнергии, тепла, газа.

Число информационных входов функциональных блоков ИВК “Спрут”: блок регистрации Е102 (МАРВ 102.М) – 16, адаптер унифицированных токовых сигналов Е 403 – 4, адаптер телеметрических сигналов Е 402 – 16, адаптер термопреобразователей сопротивления Е 401 – 1, многоканальное устройство связи (МУС) Е 100 – 4.

Измерительные каналы от счетчиков с токовым импульсным выходным сигналом могут подключаться или непосредственно к информационным входным каналам блока регистрации Е 102, или к адаптерам Е 402, что позволит увеличить общее количество каналов от счетчиков с импульсным выходом до 64. Адаптер Е 403 позволит комплексировать на один информационный вход блока регистрации Е 102 четыре измерительных канала с унифицированным токовым входным сигналом 0 – 5, 4 – 20 мА, или, при дополнительном использовании адаптеров Е 401, четыре канала с входным сигналом от термометра сопротивления.

Адаптер Е 402 позволяет также комплексировать 16 информационных каналов с входным сигналом типа “сухой контакт”. Все типы измерительных каналов могут быть подключены к одному регистратору МАРВ 102.М в произвольных сочетаниях. Для уменьшения помех, снижения затрат

на кабельную продукцию регистраторы Е 102 и адаптеры Е 402 выполнены малокабельными (16 каналов), но возможно неограниченное наращивание числа регистраторов, кабельных адаптеров и соответственно информационных каналов, комплексирование их в систему в соответствии с потребностями.

Сбор информации с первичных датчиков непосредственно на объекте происходит по проводам моноканала, с комплексированием нескольких регистраторов МАВР102.М в сегменты с прямым или транзитным выходом через многоканальное устройство связи (МУС), либо транзитный или прямой выход на АТС или в радиоканал. Многоканальное устройство связи (МУС) имеет выход на компьютер информационно-управляющей станции (ИУС) системы “Спрут”.

Максимальное число измерительных каналов, которые могут быть комплексированы на четыре входа одного многоканального устройства связи Е 100 – 1280. При этом следует отметить, что возможности системы по наращиванию количества измерительных каналов, как на данном объекте, так и на более высоком уровне управления ничем не ограничены. Это достигается путем установки дополнительных регистраторов Е 102, адаптеров, МУС (Е 100) и ИУС.

Сбор показаний непосредственно на объекте с регистраторов МАВР 102.М на Notebook возможен при использовании специального адаптера по интерфейсу RS-232 и соответствующего программного обеспечения фирмы ОВ. Кроме того, на Ижевской ТЭЦ-1 предусмотрен для текущего контроля точности ИВК эмулятор показаний счетчиков, позволяющий сравнить показания счетчиков по шкале с показаниями после их обработки в ИВК “Спрут”.

Для передачи информации в системе “Спрут” непосредственно на объекте предусмотрены проводные каналы (моноканал), а вне объекта для связи с верхним уровнем управления – радиоканалы, и работа по неполным коммутируемым ВЧ каналам в полосе частот 0,3 – 2,4 кГц, или по полным коммутируемым и выделенным каналам в полосе частот для передачи данных (2,4 – 3,4 кГц). Для обеспечения возможности децентрализованной работы в канале модемного узла, включаемого в систему через каналы АТС, применяется механизм транзитного включения через RS-порты двух регистраторов. Для такой связи используется интерфейс RS-232/485. По каналу 0,3 – 2,4 кГц связь с верхним уровнем системы осуществляется с использованием модема, работающего по протоколу V.23 со скоростью 600 – 1200 бод (с обратным каналом в этой же полосе частот – 450 – 390 Гц). Наличие обратной связи позволяет обеспечить повышение достоверности пакетной передачи информации при наличии помех. Если же защита из-за наличия помех в канале связи не позволит осуще-

ствить прием информации, то информация сохраняется на уровне регистратора в энергонезависимой памяти с последующей автоматической передачей информации на верхний уровень всей запомненной информации после восстановления канала связи.

Регистратор имеет память на 180 000 значений измеряемых величин, что при хранении мгновенных значений в течение 3 ч дает дополнительную возможность хранить 5-минутные значения по 10 каналам в течение 4,5 мес, что по объему значительно больше требуемых по [13] и больше аналогичных систем такого рода. Конечно, при высоком уровне помех в канале связи между регистратором МАВР102.М (УСПД) и центральным вычислительным устройством или информационно-управляющей станцией (ИУС – по терминологии разработчиков), и соответственно непрохождении информации – такая информация перестает быть оперативной, так как к потребителю мгновенные значения информации попадают лишь после восстановления в работе канала связи, причем, эти данные в регистраторе хранятся не менее 3 ч. Но благодаря более высокому уровню защиты информации по протоколу V.23 и наличию меток времени в формируемых для передачи пакетах, наличию дуплексного протокола передачи с коррекцией ошибок (MNP) – прошедшая к потребителю информация будет более достоверной и не будет содержать тех динамических погрешностей, которые мы “не замечаем” при традиционных системах телемеханики оперативно-информационного комплекса.

Оперативный контроль с использованием средств АСКУЭ имеет ряд других преимуществ по сравнению с системами телемеханики. В частности, для подстанций с низшим напряжением 35 – 6 кВ на отходящих линиях не существуют средства телеизмерения, но имеются электросчетчики, с помощью которых без существенных затрат на существующих объектах с использованием системы “Спрут” можно собирать оперативную информацию и повысить точность отслеживания небольших изменений нагрузки энергосистемы, что делает нагрузку отходящих линий 6 – 10 кВ наблюдаемой, причем в фоновом автоматическом режиме, без специального запроса с верхнего уровня. С другой стороны, использование на отходящих линиях электронных счетчиков с импульсным выходом повышает точность первичного преобразования электроэнергии и мощности по сравнению с преобразователями телемеханики: выше класс точности, меньше потребление, меньше ток чувствительности, лучше метрологический надзор, выше разрешающая способность. Впрочем, система “Спрут” позволяет подключение как электронных счетчиков, так и электромеханических через датчики телеметрического выхода.

Программно-технические средства информационно-измерительного комплекса “Спрут” унифицированы настолько, что позволяют не только собирать оперативную и статистическую информацию об электрической энергии и мощности, но и осуществлять другие стандартные функции телемеханики – ТИ (с выхода преобразователей с нормированными токовыми сигналами 0 – 5 мА, 4 – 20 мА), ТС, ТУ, ТР с использованием дополнительных адаптеров к регистраторам МАВР102.М. В рамках единой автоматизированной системы это оправдано, так как позволяет расширять возможности, обеспечив такое важное качество, как управление нагрузкой в темпе процесса по заданию функции на верхнем уровне управления, например, при превышении потребления мощности в заданные часы, с учетом неплатежеспособности потребителя, снижения частоты и других условий, при необходимости принятия экстренных мер по отключению потребителей в предаварийном состоянии ОЭС и др.

Система “Спрут” позволяет построить многоуровневую иерархическую систему с практически неограниченным числом измерительных и управляющих каналов. Управление заданиями на верхнем уровне иерархической системы “Спрут” придает оперативность системе, дает возможность быстрого изменения заданий на управление нагрузкой, а также на изменение тарифных зон с верхнего уровня, позволяет дополнить информационную систему высокой точности (АСКУЭ) управляющей системой, в том числе и циркулярной, что, насколько известно, в отечественной практике пока в большом масштабе не применялось. Однако следует заметить, что использование коммутируемого канала связи со сравнительно большой скоростью передачи, хотя и оправдано с точки зрения получения оперативной информации, но, по нашему мнению, недопустимо при использовании такого канала одновременно для осуществления ТУ, ТС, ТИ энергообъекта, так как при занятости основного разговорного канала не будут проходить сигналы ТУ, ТС. Более правильным, надо полагать, является выделение сигналов ТУ, ТС, ТИТ в отдельную группу регистратора и передача их по выделенному, хотя и с меньшей скоростью, каналу передачи данных (100 – 600 бод) в протоколе, используемом на предприятии для устройств телемеханики. Это позволит устранить указанный недостаток, а, с другой стороны, позволит эволюционно перейти на новую интегрированную систему АСКУЭ и телемеханики с использованием уже существующей для этого программно-технических средств на предприятиях энергетики, с учетом того, что системы АСКУЭ и ОИК развивались пока независимо друг от друга. Причем, для АСКУЭ и для оперативно-информационного комплекса (с ТУ, ТС, ТИТ) будут использованы уже существующие серверы и рабочие станции.

По сообщению руководителей фирмы ОВ такая структура организации системы возможна. Для ускорения передачи информации с МАВР102.М на верхний уровень, когда разговорный спектр канала длительно занят, целесообразно автоматически переводить передачу оперативной информации по выделенному низкоскоростному каналу передачи данных, хотя достоверность передачи информации по этому каналу может быть несколько хуже, так как дуплексную передачу по этим каналам по протоколу V.23 организовать сложнее и дороже. Однако по имеющимся сведениям уже выпускаются отечественной промышленностью модемы ТФМ, которые позволяют в спектре передачи данных по выделенным каналам обеспечить скорость 600 бод, хотя цена таких модемов пока высока.

Следует обратить внимание, что использование узкополосного выделенного канала передачи данных согласно закону Хартли – Шеннона снижает и без того небольшую пропускную способность канала связи, если не повысить уровень полезного сигнала передачи, поэтому для уровня объект – предприятие необходимо вести работу по повышению пропускной способности каналов связи, например, путем применения цифровых каналов связи, как это делается на более высоком иерархическом уровне. Для гармоничного развития системы сбора и передачи информации важно наряду с совершенствованием систем сбора и обработки информации одновременно совершенствовать средства передачи информации по каналам связи, совершенствовать сами каналы связи.

Регистраторы типа МАВР102.М позволяют работать в структуре “точка-N” в автоматическом режиме. Это означает, что информация достигает своего потребителя непосредственно, минуя последовательное прохождение сигнала на верхний уровень, а затем на нижний. Например, если требуется осуществить съем информации с точки расчетного учета, общей для нескольких субъектов управления (район электросетей, предприятие электросетей, АО-энерго, энергосбыт, смежное АО-энерго, предприятие электросетей смежного АО-энерго, ОДУ, ЦДУ ЕЭС), то каждый из указанных субъектов может получать одну и ту же информацию с регистратора практически одновременно в соответствии с протоколом организации последовательности обмена информацией с ее потребителями. Информация у всех пользователей будет соответствовать одному и тому же синхронному времени, введенному регистратором. Не потребуется направлять информацию по иерархическим ступеням одной энергосистемы вверх, а затем другой – вниз.

Сложность такой иерархической системы особенно сказывается на увеличении времени доставки информации в пограничных предприятиях смежных энергосистем, когда через центральные

серверы энергосистем взаимная информация до-
стается иногда сутки, иногда несколько суток.
При системе же передачи информации “точка-N”
скорость передачи информации между смежными
предприятиями возрастает, а надежность – повы-
шается, так как менее надежная радиально-последо-
вательная структура передачи информации за-
меняется параллельной, с возможностью взаимно-
го резервирования информации с различных уров-
ней управления.

Однако здесь проявляется особенность, кото-
рая может внести осложнения в обеспечение един-
ства измерений, заключающаяся в том, что соглас-
но [14] на нижнем уровне оперативный сбор ин-
формации об энергии производится по местному
времени, что, по-видимому, относится и к УСПД.
Но регистраторы, предназначенные для сбора ин-
формации от электросчетчиков, могут быть уста-
новлены на объектах, находящихся на границах
часовых поясов. Потребители информации от дан-
ного регистратора (УСПД) также могут находиться
в разных часовых поясах и даже отличаться на
несколько часовых поясов. Это особенно сказыва-
ется на уровнях учета АО-энерго и ОДУ в связи с
большими географическими расстояниями между
центрами сбора и объектами. Если, например,
УСПД расположены на объектах, находящихся по
концам линии электропередачи в разных часовых
поясах и проходящей с запада на восток, то начало
суток на каждом из УСПД будет отличаться на час,
и их показания по электроэнергии не будут сба-
лансированы за сутки, месяц. Небаланс определя-
ется разностью энергии по концам этой электропе-
редачи с учетом разного времени начала суток,
причем, этот небаланс будет наибольшим при из-
менении на противоположное направления мощ-
ности в линии в конце суток по сравнению с ее на-
правлением в начале суток, так как энергия за по-
следний час на западном конце будет складываться
с энергией за первый час местного времени на
восточном конце этой электропередачи. При этом
появляются искусственные “потери” энергии в ли-
нии за сутки, связанные с расхождением времени
по концам передачи. Как показывают конкретные
расчеты, эти “потери” иногда в 10 – 20 раз превос-
ходят технические потери в линии.

Можно ввести единое время условно, на верх-
нем уровне системы, но тогда с УСПД будет соби-
раться различными пользователями разная инфор-
мация по суткам, которую сложно будет синхрони-
зировать, особенно при разной административной
подчиненности потребителей информации, у каж-
дого из которых будет свой верхний уровень сис-
темы. Если потребители информации находятся в
разных часовых поясах, то это становится особен-
но заметно при переходе на дифференцированные
по зонам суток тарифы, так как на уровне УСПД и
на верхнем уровне центрального вычислительного
устройства (ЦВУ) в этом случае будут разные по

времени интервалы тарифных зон, особенно ноч-
ной зоны. Чтобы избежать этого, целесообразно
ввести единое системное время на всех УСПД –
московское, либо единое время данного региона,
например, уральское, но в последнем случае такие
же проблемы могут возникнуть на границах реги-
онов.

Не менее важна точность хода внутреннего
таймера УСПД. Согласно [13] абсолютная погреш-
ность текущего времени устанавливается ± 5 с. По
нашему мнению, такие требования справедливы
лишь для сравнительно медленно меняющейся на-
грузки промышленных и сельскохозяйственных
потребителей. При большой скорости изменения
нагрузки, характерной для межсистемных перето-
ков, особенно при наличии в энергосистеме гидро-
электростанций, для небольших по протяженно-
сти линий, погрешности системного времени
УСПД, расположенных по концам ВЛ, могут при-
вести к различию их средних получасовых показаний
по мощности на величину, соизмеримую и
даже больше технических потерь мощности в этой
ВЛ. Если заданы допустимые погрешности энер-
гии, собранной УСПД по концам электропередачи
за полчаса, и скорость изменения нагрузки в ли-
нии, то допустимую погрешность таймера УСПД
можно определять по следующему выражению:

$$\Delta T = \frac{360 \Delta W \beta}{V}, \quad (2)$$

где $\Delta W = 0,5 I^2 R$ – технические потери энергии в
данной ВЛ за 0,5 ч, кВт·ч; V – скорость изменения
нагрузки, кВт/ч; β – заданная погрешность УСПД
АСКУЭ при определении потерь энергии за полу-
часовой интервал на данной линии.

По выражению (2) составляющая погрешности
УСПД по времени будет соответствовать точности
замеров технических потерь в данной ВЛ и при за-
данных значениях доли потерь в ВЛ (β), миниму-
ме заданных получасовых потерь в линии появит-
ся возможность определять эти потери мощности
с помощью АСКУЭ. Хотя при больших V и малой
длине линий это далеко не всегда возможно, так
как дополнительно начинают сказываться много-
численные другие составляющие погрешностей
АСКУЭ [15], которые, как правило, значительно
выше. Так, например, при $\Delta W = 30$ кВт·ч за 0,5 ч
(для одной из межсистемных ВЛ АО Удмуртэнерго)
и $V = 100\,000$ кВт/ч допустимая абсолютная
погрешность таймера УСПД по формуле (2) дол-
жна составить 1,08 с. С другой стороны, при
 $\Delta T = \pm 5$ с, требуемых по [13], и при $\Delta W = 30$ кВт·ч
за 0,5 ч допустимая скорость изменения нагрузки
составит лишь $V = 21\,600$ кВт/ч. Реальные скоро-
сти изменения нагрузок на межсистемных транзи-
тах могут оказаться значительно больше, поэтому
и требования к абсолютным погрешностям тайме-

ра УСПД, по нашему мнению, должны быть ужесточены.

Система АСКУЭ “Спрут” по точности ведения времени соответствует требованиям [13], на уровне многоканального устройства связи она снабжена таймером с точностью хода 1 с в сутки, однако, на наш взгляд, при использовании ее для учета энергии и мощности на межсистемных транзитах, в сетях с гидроэлектростанциями – ее следует обязательно снабжать средствами синхронизации с часами точного времени с использованием радиотрансляционной сети для повышения точности ведения службы времени. По сведениям фирмы ОВ, система “Спрут” может быть снабжена для этой цели специальной приставкой, позволяющей иметь точность хода таймера 0,1 с в сутки. Такая точность позволяет с помощью этой системы выявлять в ряде случаев технические потери не только в сетях промышленной нагрузки, но иногда и на межсистемных транзитах, имеющих большие скорости изменения нагрузок.

Следует также обратить внимание еще на одну особенность регистраторов системы “Спрут” (МАВР102.М), выгодно отличающую ее от других аналогичных систем. На уровне УСПД возможна организация перевода измерительных каналов присоединений данного объекта на канал обходного выключателя и обратно, что на уровне центрального вычислительного устройства представляет удобство, так как при переводе присоединений на обходной выключатель и обратно не будет происходить перерыва в поступлении информации в регистратор. Это можно делать помимо перевода питания электрических цепей электросчетчиков по токовым цепям и цепям напряжения на обходной выключатель, даже если такой перевод и не предусмотрен.

За время эксплуатации (около 5 лет) система “Спрут” показала свою высокую надежность (расчетная наработка на отказ – 50 000 ч), которая обеспечена за счет высокой надежности элементной базы, удачного конструкторского оформления всех элементов технических средств, автоматического диагностирования оборудования и средств связи, а также сопровождения программно-технических средств разработчиками системы, удовлетворяющих различные запросы пользователей в процессе эксплуатации. Во время эксплуатации системы никакого специального эксплуатационного обслуживания технических средств системы не требуется за исключением систематической проверки метрологических характеристик, межповторный интервал – 2 года – для замера которых установлен ВНИИМС. Для предотвращения несанкционированного физического и информационного доступа к системе предусмотрен ряд мер: расположение регистраторов вблизи преобразователей энергии, автоматическое ведение протоколов регистрации значимых действий операторов, а

также событий. Одной из мер предотвращения несанкционированного доступа является закрытость для пользователя ряда программных продуктов для модификации и развития. Гибкость этих продуктов для пользователя обеспечивается только штатными средствами настройки и адаптации под задачу. Система является открытой для пользователя на уровне доступа к серверной базе данных, однако следует отметить множество программ, предлагаемых пользователю для организации пользовательского интерфейса, генерации форм отчетов, автоматического анализа получаемых данных, создания графических образов и мнемосхем, производства автоматизированного дистанционного управления, осуществления сигнализации, в том числе и голосом, исследования энергетических свойств энергообъектов и создания их характеристических матриц (САПР энергетика), контроля соблюдения технологической дисциплины и описания регламента нормальной работы объектов для программ автоматического контроля его соблюдения (САПР технолога) и др. Общесистемные программные продукты реализованы на основе технологии “клиент – сервер” с применением в качестве базового межзадачного средства обмена протокола TCP/IP.

На серверах системы организуются SQL – ориентированные базы данных. Работать с ними пользователь может самостоятельно, используя любые СУБД (MS Access, MS NT SQL server, Oracl, Sybase и др.). В качестве средств разработки собственного программного обеспечения пользователь, по сообщению фирмы ОВ, может применять следующие средства: MS Access, FoxPro, Visual Basic, Visual C и др.

Выводы

1. Существующие информационно-измерительные комплексы с применением традиционных средств телеизмерения не вполне удовлетворяют практическим требованиям контроля режимов работы электростанций, энергетических систем с точки зрения точности, достоверности, надежности. Динамические погрешности таких систем, погрешности при ретрансляции сигналов телеизмерений не нормированы, неопределенны и не измеряются в эксплуатации.

2. Разработанная и изготавливаемая фирмой ОВ система АСКУЭ “Спрут”, примененная на Ижевской ТЭЦ-1 АО Удмуртэнерго, позволяет повысить точность оперативного и статистического контроля за нагрузкой электростанций, энергосистемы и отдельных потребителей. Оперативный контроль с применением меток времени позволяет обеспечить быстрое действие замеров информационно-измерительного комплекса с интервалом 2, 10, 30, 60 с, 5 мин, приблизив оперативную информацию системы АСКУЭ по своему быстрдействию

вию к системам на традиционных средствах телемеханики, но исключив при этом динамические погрешности при сборе информации, т.е. придав точности системы определенный характер.

3. Объединение в единых программно-технических средствах “Спрут” функций учета и контроля за электрической и тепловой энергией, топливом, производимых с высокой точностью (0,2%), одновременное обеспечение традиционных функций телемеханики (ТУ, ТС, ТИТ), автоматизация управления нагрузкой вплоть до автоматического отключения потребителей по заданным условиям (несоблюдения договорных обязательств, по графику при снижении частоты и других) – является шагом по пути создания современных отечественных интегрированных средств автоматики, позволяющих в определенной степени унифицировать программно-технические средства измерения и автоматики.

4. Для гибкого интегрирования системы “Спрут” в существующие в энергетике системы АСКУЭ и телемеханики необходимо дополнить систему “Спрут” средствами работы по выделенному каналу передачи данных в формате существующих средств телемеханики. Необходимо проводить работу по повышению пропускной способности каналов связи на уровне объект – предприятие.

5. Для обеспечения точности баланса электроэнергии за сутки, месяц в распределенных на больших территориях системах АСКУЭ, а также для использования дифференцированных по зонам суток и сезонам года тарифов необходимо перевести работу УСПД АСКУЭ на единое время, например, московское.

6. Для обеспечения точности баланса среднего значения мощности, полученного в АСКУЭ по концам электропередачи, необходимо устанавливать допустимую точность хода часов УСПД в зависимости от требуемого значения небаланса. Для межсистемных транзитов с быстро меняющимися по величине и направлению перетоками, как правило, требуется автоматическая корректировка хода таймера УСПД по радиосети.

Список литературы

1. *Маркушевич Н. С.* Автоматизированная система диспетчерского управления. М.: Энергоатомиздат, 1988.
2. *Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А.* Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. *Арзамасцев Д. А., Бартоломей П. И., Холян А. М.* АСУ и оптимизация режимов энергосистем. М.: Высшая школа, 1983.
4. *Арзамасцев Д. А.* Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем. Свердловск: Изд-е УПИ, 1984.
5. *Совалов С. А., Семенов В. А.* Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988.
6. *Цапенко М. П.* Измерительные информационные системы. М.: Энергоатомиздат, 1985.
7. *Митюшкин К. Г.* Телеконтроль и телеуправление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. *Типовая программа метрологической аттестации каналов телеизмерений оперативно-информационного комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления.* РД 34.11.408-91. М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
9. *Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений.* МТ 34-70-038-87. М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
10. *Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации.* РД 34.11.202-95. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1999.
11. *Нормирование и использование метрологических характеристик средств измерений. Нормативно-технические документы (ГОСТ 8.009-84, Методический материал по применению ГОСТ 8.009-84, РД 50-453-84).* М.: Изд-во стандартов, 1985.
12. *Гамм А. З.* Оценивание состояний. М.: Наука, 1980.
13. *Типовые технические требования к средствам автоматизации контроля и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем.* – В сб. Правила учета электрической энергии. М.: Энергосервис, 1997.
14. *Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.* РД 34.09. 101-94. – В сб. Правила учета электрической энергии. М.: Энергосервис, 1997.
15. *Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах.* – В сб. Нормативные и методические документы по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. РД 34.11.114-98. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1999.

Интегрированная система для решения технологических задач службы подстанций

Потребич А. А., Алексанов А. А., кандидаты техн. наук, Фоменко П. И., Овчинникова Н. С., Аксенов В. Т., Позигун М. П., Гаган Н. И., Шевцов В. И., Шевцов М. В., инженеры

НТЦ ОРГРЭС – Мосэнерго – Кубаньэнерго – Харьковэнерго

Для решения справочных, ремонтных задач, частичной оценки технического состояния оборудования подстанций (ПС), автоматического формирования графика испытаний, ремонтов, сметной документации на их проведение, рационального использования схем ПС была аналогично [1 – 3] разработана интегрированная система для служб подстанций и АСУ предприятия электросетей (ПЭС) и энергосистемы. При этом данная система содержит четыре основных блока и графический интерфейс, совместимые между собой (см. рисунок).

Первый блок состоит из ряда информационно-справочных систем (ИСС) и, в первую очередь, из ИСС по *паспортам оборудования* подстанций. Например, паспорт силового трансформатора содержит следующую информацию:

основные данные (тип трансформатора, его заводской номер, завод-изготовитель, дата ввода в эксплуатацию и т.д.);

конструктивные особенности (тип газового реле, способ защиты масла от увлажнения, наличие отсечного клапана и т.д.);

технические характеристики ($S_{\text{НОМ}}$, $U_{\text{НОМ}}$, $I_{\text{НОМ}}$, $\Delta P_{\text{КЗ}}$, $U_{\text{КЗ}}$, I_{XX} , ΔP_{XX} , схема соединения и т.д.);

устройство РПН (тип, номер, завод, дата ввода, число ступеней, диапазон регулирования, $U_{\text{НОМ}}$, $I_{\text{НОМ}}$ и т.д.);

ПБВ (тип, диапазон регулирования, $U_{\text{НОМ}}$, $I_{\text{НОМ}}$ и т.д.);

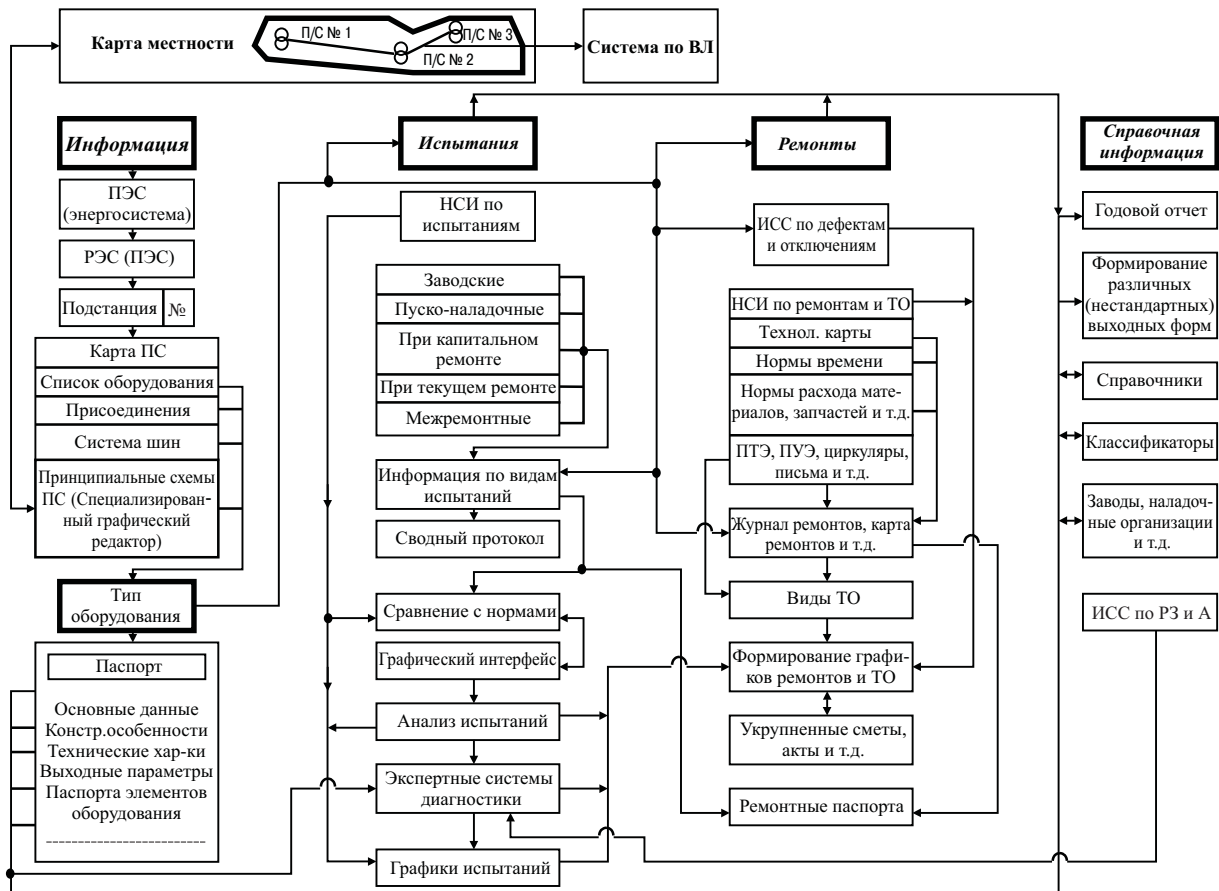
привод устройства РПН (тип, номер, завод, дата ввода, характеристики двигателя и т.д.);

вводы (тип, номер чертежа, марка масла и т.д.); характеристики встроенных трансформаторов тока;

характеристика системы охлаждения;

характеристики маслонасосов системы охлаждения;

характеристики вентиляторов систем охлаждения;



характеристика масла силового трансформатора; выходные параметры трансформатора.

Отдельно имеется паспорт подстанции, в котором содержится общая информация по ней (дата ввода ПС в эксплуатацию, установленная мощность, $I_{\text{макс}}$ на шинах, число источников питания, район по ветру и гололеду, расстояние от ПС до базы и т.д.).

Информацию по паспортам, ремонтам, испытаниям оборудования для каждой ПС можно просмотреть через список оборудования, присоединения, систему сборных шин конкретной ПС.

Второй блок посвящен *испытаниям* оборудования подстанций. Он состоит из ряда ИСС, информационно-технологических систем.

В первой ИСС содержится *нормативно-справочная* информация по испытаниям (нормы, объем и периодичность испытаний, нормы времени на их проведение и т.д.)

Во вторую, основную информационно-технологическую систему, заносятся результаты заводских, пусконаладочных и межремонтных испытаний, а также испытаний при капитальных или средних, текущих ремонтах. Например, согласно нормам испытаний [4] при капитальном ремонте силового трансформатора необходимо выполнить 22 испытания. При этом согласно ПТЭ [5] капитальный ремонт части оборудования ПС (силовых трансформаторов, трансформаторов тока и напряжения и т.д.) рекомендуется выполнять на основе оценки его технического состояния. Поэтому сейчас большое значение имеют качество и своевременность выполнения испытаний при текущих ремонтах, межремонтных испытаний.

Для всех видов испытаний (пусконаладочных, межремонтных и т.д.) оборудования ПС формируются *сводные протоколы*. При этом все результаты испытаний автоматически сравниваются с нормами, а динамика их изменения анализируется по соответствующим пронормированным графикам зависимости измеренных параметров (сопротивления изоляции, $\text{tg } \delta$, данных хроматографического анализа газов в масле, его химического анализа и т.д.) от времени. Например, для наглядности информация по тепловизионному контролю по возможности представляется даже в трехмерном пространстве.

Реализован также ряд экспертных систем по нетрадиционным испытаниям, например, определение старения изоляции силового трансформатора при его перегрузе по максимальной температуре масла. Однако, на наш взгляд, более подробное описание систем по испытаниям, частичной оценке технического состояния оборудования ПС не может быть произведено в рамках этой статьи.

Третья информационно-технологическая система на основе первых двух систем данного блока, экспертных систем по испытаниям, блока ремон-

тов и других может предлагать дополнительные рекомендации по дальнейшему техническому обслуживанию, ремонтам оборудования ПС. При этом с учетом данных рекомендаций и соответствующей нормативной документации автоматически формируются *графики его испытаний, проверок и измерений*.

Третий блок посвящен *ремонтам* оборудования ПС. Он состоит из ряда систем.

В первой ИСС находится *нормативно-справочная* информация по ремонтам оборудования ПС, в частности, подсистемы по:

- технологическим картам;
- нормам времени;
- расходам запчастей;
- расходам материалов.

В этой же ИСС находится информация по срокам ремонта и технического обслуживания (ТО), квалификации персонала и т.д., а также по циркулярам, письмам РАО "ЕЭС России" и другим директивным документам, которые касаются ремонтов и ТО оборудования ПС.

В отдельной ИСС хранится подробная информация по *дефектам* и *отключениям* конкретного оборудования ПС.

В основную информационно-технологическую систему данного блока заносится достаточно подробная информация по *ремонтам* и *ТО* оборудования ПС – это сроки проведения капитальных, средних, текущих ремонтов и ТО, карта ремонтов, в которую автоматически заносятся из предыдущей ИСС расход материалов, запасных частей, квалификация персонала и др., предварительные акты по дефектации и о выполнении ремонта. При этом для планирования работ по ремонтам и ТО на конкретных типах оборудования и его элементах автоматически по ключевым словам, характеризующим данное оборудование, выбирается информация по циркулярам, письмам РАО "ЕЭС России" и т.д. Заносится подробная информация по видам ТО. Например, для силового трансформатора при его техническом обслуживании нужно выполнить следующие работы:

- замена силикагеля и масла в гидрозатворе воздухоосушительного фильтра;

- смазка трущихся частей РПН, прокрутка РПН и анцапфы;

- ревизия контактов на трансформаторе;

- отбор проб масла из бака контактора;

- проверка работы газовой защиты и защиты контактора;

- отбор проб масла из бака трансформатора;

- смена силикагеля в термосифонном фильтре;

- смена масла в контакторах;

- контроль температуры трансформатора и составных частей с помощью приборов инфракрасной техники. В то же время для баковых масляных выключателей также необходимо выполнять несколько видов ТО, которые скомпонованы по пе-

риодичности их выполнения. Это – осмотры, опробование, слив конденсата из баков, отбор пробы масла для сокращенного химического анализа, проверка величины хода подвижных контактов камер, регулировка механизма привода выключателя, подтяжка болтов, смазка трущихся металлических деталей и т.д.

Для оперативного заполнения информации по ремонтам и ТО предусмотрена возможность занесения ее на уровне ПС с последующим автоматическим распределением данной информации по конкретному оборудованию этой ПС. На уровне подстанции также формируется сетевой график комплексного ее ремонта с последующим контролем его выполнения. На данном графике достаточно подробно отражено временное взаимодействие службы подстанций с другими службами (релейной защиты, испытаний и т.д.).

В отдельной информационно-технологической системе на основе систем, описанных ранее, формируются *журналы*:

дефектов;

отключений;

ремонтов;

различных видов ТО (опробований, прокруток РПН и т.д.);

мероприятий;

дополнительных работ (например, общеподстанционных работ, таких, как ремонт кабельных каналов, блокировок, маслоприемных устройств, обогрева, ограждения, освещения, работ по благоустройству территории ПС и т.д.).

В реальных условиях достаточно часто используется информационно-технологическая система, предназначенная для автоматизированного формирования графиков ремонтов и технического обслуживания оборудования ПС с учетом информации предыдущей ИСС, систем по повреждениям и отключениям, испытаниям, ряда экспертных систем оценки технического состояния и других, частично описанных ранее. При этом формируются многолетние, годовые, помесечные графики ремонтов и ТО.

Если работы не выполнены в рассматриваемом месяце, году, они с учетом ряда критериев автоматически переносятся на следующий месяц или год. При этом хотелось бы еще раз подчеркнуть, что капитальные ремонты маслонаполненного оборудования планируются на основе его реального технического состояния. Для этого создается некоторый резерв по времени, запчастям, материалам и т.д.

Следующая информационно-технологическая система предназначена для автоматического формирования *сметной* документации на ремонт и ТО оборудования ПС с учетом первой и второй систем этого блока. Данная сметная документация составляется на основе измененного прейскуранта 26-06-19, ведомственных укрупненных единич-

ных расценок, графика ремонтов и ТО и т.д. При этом имеется возможность определять сметную документацию на ремонт и ТО оборудования ПС по реальным затратам [6].

В последней информационно-технологической системе содержится информация по *ремонтным паспортам* оборудования ПС, которые характеризуют его основные показатели технического состояния после ремонта. Таким образом, формируется исчерпывающая информация по капитальным, средним, текущим ремонтам и ТО оборудования ПС.

Четвертый блок посвящен *формированию, распечатке и хранению* различной справочной информации о подстанциях и их оборудовании для РЭС, ПЭС, энергосистемы.

Первая ИСС посвящена формированию и печати *годового отчета* и *стандартных* выходных форм, приведенных в соответствующих методических указаниях, отраслевых инструкциях и т.д.

Во второй подсистеме формируются *нестандартные* выходные формы для оборудования ПС в целом по ПЭС, энергосистеме и отдельно по их подразделениям, основанные на выполнении различных неравенств и равенств. Например, можно выделить и распечатать данные по трансформаторам, установленным в конкретном ПЭС до 1981 г., или выключателям определенного типа и т.д.

В следующей ИСС хранится *нормативно-справочная* информация по оборудованию подстанций, которая в полном объеме не была востребована в первых трех блоках. В частности, информация по паспортам оборудования ПС, заполненная из соответствующих справочников по данному оборудованию. При этом имеется возможность заполнять паспорта оборудования в первом блоке автоматически в соответствии с его типом и видом. В блоке также содержится подробная информация по заводам-изготовителям, проектным, наладочным и научным организациям.

На все виды оборудования ПС, его отключений, дефектов, ремонтов и других параметров, кроме существующих справочников, имеется соответствующая система классификаторов [7].

В блоке также имеется упрощенная ИСС по *релейной защите*, в которую заносится информация о защитах по каждому присоединению, оборудованию ПС и т.д. При этом, в частности, данная информация используется для автоматического решения ряда расчетных задач службы подстанций (проверки оборудования по токам КЗ, допустимым токам и т.д.). В то же время данная ИСС совместима с более расширенной информационно-технологической системой для службы релейной защиты и автоматики [2].

Графический интерфейс рассматриваемой интегрированной системы позволяет существенно ускорить доступ к информации по оборудованию ПС. Он также предназначен для автоматизации

процесса работы со схемами ПС и совместимой с ними информации.

В контексте сказанного на уровне подстанций используется *специализированный графический редактор подстанций*, который позволяет нарисовать принципиальную схему подстанции, ее собственных нужд с помощью большого набора типовых элементов оборудования ПС и при необходимости распечатать эти схемы практически на любом печатающем устройстве. Редактор привязан к базам данных по паспортам, испытаниям, ремонтам и позволяет непосредственно из схемы выйти на подробную информацию по любому оборудованию конкретной ПС. При этом, если схема не помещается на экране монитора, то имеется возможность изменения масштаба ее воспроизводства.

При обычном просмотре информации по оборудованию ПС вначале вызываем первый блок (см. рисунок), а затем список РЭС (ПЭС). Далее из этого списка попадаем в список подстанций, а из него в главное меню конкретной ПС (карта ПС, список оборудования, присоединений, системы сборных шин). Из главного меню ПС вызываем необходимый список оборудования (трансформаторов, выключателей и т.д.) или присоединений, а уже из него попадаем на их диспетчерские наименования и далее в главное меню необходимого нам оборудования.

При этом из данного меню можно просмотреть информацию по паспортам, дефектам, ремонтам, ТО конкретного оборудования. В то же время, чтобы ускорить доступ к информации по оборудованию ПС или линии, существует графический редактор, позволяющий нарисовать в масштабе *карту местности*, на которой будут обозначены соответствующие подстанции и линии, находящиеся на балансе рассматриваемого РЭС, ПЭС, энергосистемы. При этом можно сразу выйти на принципиальную схему конкретной ПС, а с нее непосредственно в главное меню интересующего нас оборудования и, как следствие, на необходимую нам информацию.

Следует подчеркнуть, что оба специализированных графических редактора совместимы с наиболее распространенными сейчас графическими редакторами (AUTOCAD, VISIO и т.д.), что позволяет, например, использовать схемы ПС, уже набранные в этих редакторах, в нашей системе. При этом заказчик имеет на перспективу большую свободу выбора, так как при появлении более совершенных интегрированных систем для службы подстанций он может, в частности, свободно конвертировать в данные системы принципиальные схе-

мы ПС через стандартные форматы наиболее распространенных графических редакторов.

Описанная интегрированная система для службы подстанций совмещена с более расширенной системой для всех служб ПЭС, энергосистемы [2]. Она была внедрена в некоторых подразделениях Минэнерго Украины, ряде ПЭС Кубаньэнерго, Мосэнерго, Донецкоблэнерго и др. При этом в зависимости от оснащенности вычислительной техникой подстанций, ПЭС, энергосистемы система реализована на СУБД FOXPRO 2.0, 2.5, 3.0, DELFI 4.0, а специализированные графические редакторы – на СИ. Интегрированная система имеет версию как под ДОС, так и под WINDOWS и сетевой вариант ее исполнения.

Выводы

1. Для решения справочных, ремонтных задач, частичной оценки технического состояния оборудования подстанций, автоматического формирования графиков испытаний, ремонтов, сметной документации на их проведение, рационального использования схем ПС была разработана и внедрена интегрированная система для службы подстанций и АСУ ПЭС, энергосистемы.

2. Графический интерфейс рассматриваемой интегрированной системы позволяет существенно ускорить доступ к информации по оборудованию подстанции, автоматизировать процессы работы с ее принципиальными схемами и связанной с ними информации. При этом данная система совмещена с более расширенной интегрированной системой для всех служб ПЭС, энергосистемы [2].

Список литературы

1. *Интегрированная система для решения технологических и расчетных задач в распределительных сетях РЭС / Потребич А. А., Алексанов А. А., Ткачев В. И. и др.* – Электрические станции, 1998, № 4.
2. *Применение интегрированной системы для решения задач АСУ ПЭС / Потребич А. А., Шевцов В. И., Овчинникова Н. С. и др.* – Электрические станции, 1996, № 2.
3. *Интегрированная система для решения задач АСУ ТЭС / Потребич А. А., Алексанов А. А., Ткачев В. И., Кравченко Т. Н.* – Электрические станции, 1997, № 11.
4. *РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования.* М.: НИЦ ЭНАС, 1998.
5. *РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.* М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
6. *Потребич А. А., Фоменко П. И.* Расчет стоимостных показателей на ремонтно-техническое обслуживание электрооборудования. – Электрические станции, 1998, № 8.
7. *Потребич А. А.* Идентификация оборудования энергосистемы при проектировании ИАСУ ТЭС, ТЭЦ, ПЭС. – Энергетика и электрификация, 1998, № 6.

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и креплений стержней обмоток мощных турбогенераторов для продления срока их службы

Поляков В. И., канд. техн. наук

ВНИИЭ

В настоящее время около 54% установленной мощности тепловых электростанций Российской Федерации обеспечивается энергоблоками 160 – 1200 МВт с мощными турбогенераторами, имеющими водяное охлаждение обмоток. В основном это турбогенераторы серии ТВВ, установленная мощность которых составляет более 90% суммарной установленной мощности рассматриваемых энергоблоков. Более 50% общего числа генераторов относится к категории “старых” по критерию отработки установленного стандартами нормативного срока службы 25 лет. Их замена в ближайшие годы нецелесообразна как по техническим, так и по экономическим соображениям. Поэтому РАО “ЕЭС России” считает проведение работ по продлению срока службы действующих электроустановок приоритетным направлением технического перевооружения [1]. При этом важным является разработка и внедрение новых методов и средств технической диагностики основного электрооборудования, особенно при его работе под нагрузкой [2].

В настоящей статье показана техническая эффективность совершенствования систем эксплуатационного и ремонтного обслуживания мощных турбогенераторов в целях продления их жизни путем внедрения новых, ненормативных средств диагностики и контроля на примере турбогенераторов массовой серии ТВВ.

В целях повышения единичной мощности в турбогенераторах серии ТВВ применено водяное охлаждение обмотки статора и непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора и активной стали статора. В результате применения жидкостного охлаждения тепловая напряженность обмотки статора практически вдвое ниже, чем для газового охлаждения. Этим обеспечивается повышение надежности турбогенератора при высокой плотности тока в обмотке.

Тем не менее, при закупорках полых проводников в силу высокой плотности тока температура меди закупоренных проводников повышается так, что это оказывает заметное влияние на интенсивность теплового старения изоляции и надежность работы обмотки. Например, расчеты показывают, что при закупорке двух полых проводников их температура может повышаться до значений, в

3 – 3,5 раза превышающих нормальную. При этом более чем в 100 раз повышается вероятность пробоя изоляции стержня. В практике эксплуатации известны случаи таких пробоев на турбогенераторах ТВВ-165-2, ТГВ-200М, ТГВ-500, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-4. Поэтому в эксплуатации температуры стержней работающего генератора тщательно контролируются.

На генераторах серии ТВВ температура обмотки измеряется термопреобразователями сопротивления (ТС), наложенными на изоляцию каждого стержня со стороны слива дистиллята. На верхних стержнях ТС уложены под пазовый клин вблизи выхода из паза. На генераторах мощностью 800 МВт и выше нижние стержни охлаждаются независимо от верхних и контролируются ТС, наложенными на боковую поверхность лобовой части стержня.

Нормативные методы контроля теплового состояния обмоток [3 – 5] предусматривают контроль температур стержней и их превышений над температурой хладагента. Например, согласно [3] признаком дефекта охлаждения стержня является повышение показаний его ТС сверх 75°C или значение разности максимальной и номинальной температур обмотки, превышающее 25°C. Согласно [4] и [5] признаком дефекта служит возрастание температуры стержня более чем на 5°C.

Несмотря на значительное повышение температуры закупоренных проводников изменение показаний ТС не так велико, если между закупоренными проводниками и ТС имеются исправные проводники с циркуляцией дистиллята. Такие изменения часто не превосходят установленного [4] порога в 5°C. Их трудно обнаружить на фоне помех, создаваемых изменениями параметров режима работы генератора. Кроме того, чувствительность ТС к изменению температуры меди стержня существенно зависит от степени прижатия ТС к изоляции стержня. Например, при ослаблении клиновки паза ослабевает прижатие ТС к изоляции, увеличивается обдув корпуса ТС водородом и чувствительность ТС уменьшается.

Для оценки состояния теплового контакта между поверхностью ТС и изоляцией стержня может быть использован параметр γ_m , который является оценкой чувствительности ТС и равен реак-

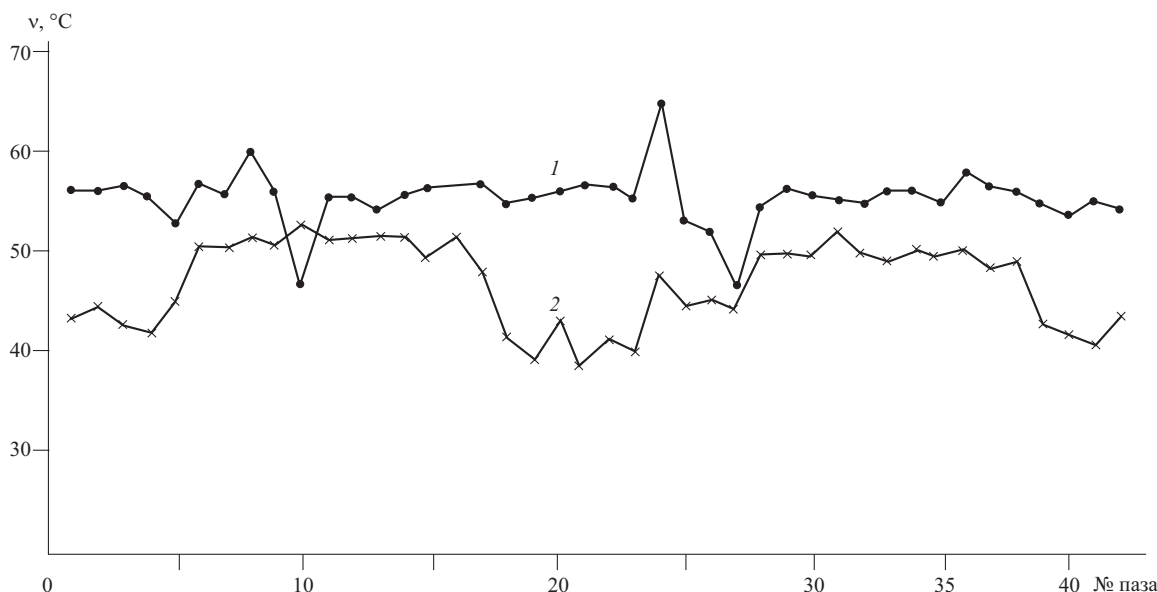


Рис. 1. Распределение температуры обмотки по окружности статора турбогенератора ТВВ-800-2 при токе статора 19 330 А:

1 – верхние стержни; 2 – нижние стержни

ции показаний ТС в процентах на изменение температуры меди стержня в 1°C . Параметр γ_m может быть определен по методике [6] на работающем с постоянной нагрузкой генераторе путем измерения отклика показаний ТС на изменение температуры холодного дистиллята. Изменение температуры меди в этом случае соответствует изменению температуры дистиллята.

Реально значения γ_m для ТС под клином лежат в диапазоне от 0 до 0,5. Во время эксплуатации параметр γ_m изменяется в указанном диапазоне из-за ослабления клиновки пазов во время работы и переклиновки пазов в профилактических ремонтах. При этом показания ТС изменяются так, что такие изменения превышают отклик показаний ТС на появление термодефектов.

Параметр γ_m для ТС на боковой поверхности стержня (нижние стержни турбогенераторов мощностью 800 МВт и выше) лежит в диапазоне от 0 до 0,7 и зависит от качества установки ТС на стержень при изготовлении генератора. Причем, доля стержней с чувствительностью ТС, близкой к нулю ($\gamma_m = 0,15$), составляет около 12%. Такие стержни практически лишены теплового контроля в эксплуатации.

В силу указанных обстоятельств нормативные методы контроля имеют низкую эффективность обнаружения закупорок полых проводников. Так, по оценке [7] вероятность обнаружения дефекта для методики [4] составляет около 25%, а для методики [3] вероятность обнаружения дефекта еще ниже и близка к нулю, что подтверждается следующими примерами.

На рис. 1 показаны температуры стержней обмотки статора одного из генераторов ТВВ-800-2 в режиме нагрузки, близком к номинальному. В со-

ответствии с критериями [3] обмотка статора не имеет дефектных стержней с закупорками полых проводников. Максимальная температура стержней составляет $65,7^{\circ}\text{C}$ для стержня в пазу 24, что не превышает допустимого порога 75°C . Максимальная разность температур наблюдается по верхним стержням и составляет $18,6^{\circ}\text{C}$ (стержни в пазах 24 и 10), что не превосходит допустимого значения 25°C . По сравнению с данными первых тепловых испытаний существенно увеличились температуры верхних стержней в пазах 6 и 24, где зафиксировано увеличение температуры на $9,2^{\circ}\text{C}$ и на $13,8^{\circ}\text{C}$ соответственно, что существенно превышает норму 5°C , указанную в [4, 5]. Тем не менее, при проведении гидравлических испытаний во время капитального ремонта генератора засорения каналов охлаждения указанных стержней не обнаружено. Например, контрольный расход дистиллята по шестому верхнему стержню составил $0,304$ л/с при допустимом не менее $0,267$ л/с. Как удалось выяснить, относительное повышение температур этих стержней было вызвано появлением дефектов каналов измерения температур в форме систематических ошибок измерений.

При проведении гидравлических испытаний стержней на проходимость во время ремонта было выявлено засорение каналов охлаждения совершенно других стержней, и именно верхних стержней в пазах 8 и 27 и нижнего в пазу 24. Проходимость указанных стержней оказалась ниже нормы завода-изготовителя. Расход дистиллята через указанные стержни составил соответственно 80,6; 72,0 и 50,7% номинального.

На генераторах меньшей единичной мощности вероятность повреждения изоляции из-за закупорок полых проводников не так велика. Тем не менее при длительной работе с загрязнением кана-

лов охлаждения имелись случаи появления трещин и разгерметизации полых проводников из-за увеличения термомеханических нагрузок на полые проводники вследствие возрастания их теплового удлинения.

В одном из таких случаев на турбогенераторе ТВВ-320-2 вследствие закупорки подводящего фторопластового шланга обрывком прокладки температура меди стержня согласно проведенным позже расчетам повысилась приблизительно до 100°C при температуре меди стержня в исправном состоянии около 55°C. При этом показания штатного ТС в режимах нагрузки не превышали 65°C, что по нормативным методам контроля соответствует критерию исправности. Поэтому закупорка длительно не устранялась. Это привело к разгерметизации каналов охлаждения стержня вследствие его повышенных циклических тепловых удлинений. Появление водорода в штатной газовой ловушке наблюдалось во время нагружения генератора. После разгрузки водород в газовой ловушке исчезал. При выводе генератора в ремонт для поиска места разгерметизации и устранения дефекта он не обнаруживался. Обмотка выдерживала ремонтные испытания на герметичность методами воздушной и гидравлической опрессовки. Дефект был обнаружен и впоследствии устранен применением разработанного во ВНИИЭ аналитического метода тепловой диагностики (АМТД).

Метод АМТД основан на специальной обработке данных штатной системы теплового контроля [7]. Исходными данными для диагностики служат результаты эксплуатационных тепловых испытаний, проведенных в соответствии с требованиями [3]. При этом должны быть проведены измерения по определению индивидуальной чувствительности штатных ТС, описанные в [6]. По результатам измерения температур в различных режимах работы генератора рассчитываются диагностические параметры каждого стержня, связанные уравнением

$$\theta = \alpha + \beta I^2,$$

где θ – интегральный параметр состояния стержня, представляющий собой отклонение температуры стержня от средней температуры рассматриваемой совокупности стержней, рассчитывающийся с учетом конструктивных особенностей генератора; α – параметр оценки состояния канала измерения температуры, изменяющийся при появлении систематических ошибок измерений; β – параметр оценки состояния охлаждения стержня, увеличивающийся при закупорке полых проводников на величину реакции штатного ТС; I_2 – квадрат тока статора. Диагностические параметры рассчитываются с применением регрессионных методов.

Для обнаружения дефектов каналов измерения температур, приводящих к случайным ошибкам измерений (нестабильности показаний), вводится

параметр S . Он представляет собой среднее квадратичное отклонение (СКО) измеренных значений относительно линии регрессии по приведенному.

Для контроля клиновки пазов и состояния теплового контакта между поверхностью ТС и изоляцией стержня вводится параметр γ_m , который является оценкой чувствительности ТС и равен реакции ТС в градусах на изменение температуры меди стержня в 1°C. При ослаблении клиновки паза увеличивается обдув корпуса ТС водородом и параметр γ_m уменьшается.

Непосредственный анализ данных штатной системы контроля не дает хорошего диагностического результата, так как показания штатных ТС зависят не только от температуры стержней, но и от других влияющих факторов. СКО температур стержней, измеренных при неизменном токе статора и температуре дистиллята, достигает 10°C. В столь широкой полосе значений трудно отличить стержни с дефектами охлаждения от исправных.

Особенностью АМТД является применение в расчете диагностических параметров специального аналитического алгоритма, направленного на подавление случайных и систематических ошибок, вызванных воздействием дополнительных влияющих факторов. Ключевым моментом расчета являются учет влияния параметров газа, охлаждающего сердечник статора, учет влияния тока ротора, а также учет типовых и индивидуальных особенностей конструкции генератора. Учитываются, в частности: особенности газовой системы охлаждения сердечника статора; наличие, форма и расположение выступающих в зазор пазовых клиньев; индивидуальная чувствительность штатных ТС обмотки статора.

Благодаря эффективной компенсации воздействия дополнительных влияющих факторов диагностические параметры исправных стержней имеют узкий диапазон значений с СКО 0,7 – 1,3°C, что обеспечивает хорошее выявление дефектных стержней по результатам статистического анализа массива диагностических параметров.

Именно применение АМТД в описанном примере с турбогенератором ТВВ-800-2 позволило обнаружить действительную причину повышения температуры верхних стержней в пазах 6 и 24 и снижение проходимости верхних стержней в пазах 8, 27 и нижнего стержня в пазу 24.

Наибольший объем обследования выполнен на турбогенераторах ТВВ-320-2. Всего обследовано 15 из них. На 6 турбогенераторах обнаружено 10 стержней со сниженным расходом дистиллята. При проведении капитальных ремонтов проходимость отбракованных стержней проверялась прямым измерением расхода с помощью секундомера и мерной емкости. В результате установлено, что имеется достаточно жесткая взаимосвязь между значениями диагностического параметра β и расходом дистиллята по стержню. Эта зависимость

показана на рис. 2. Как видно из этого рисунка, погрешность косвенного определения дистиллята по стержню по значению параметра β составляет не более 15% номинального расхода. Ошибка в диагностировании проходимости стержня имела место только один раз, отмечено (*) на рис. 2, когда при достаточно высоком значении β расход дистиллята оказался нормальным.

Как следует из приведенных данных, практически каждый третий генератор, находящийся в эксплуатации, имеет стержни с засоренными каналами охлаждения и расходом дистиллята ниже технической нормы завода-изготовителя. Это объясняется низкой эффективностью нормативных методов контроля в части обнаружения закупорок полых проводников. Следовательно, целесообразно некоторое увеличение объема измерений в эксплуатационных тепловых испытаниях турбогенераторов [3, 4], обеспечивающее оценку индивидуальной чувствительности ТС и дефектацию засоренных стержней, например, применением АМТД.

Проведение таких расширенных тепловых испытаний позволит обнаружить и устранить имеющиеся закупорки каналов охлаждения, повысить надежность и продлить срок службы турбогенераторов, находящихся в эксплуатации.

Особенно опасны закупорки на турбогенераторах 800 МВт и более, где плотность тока в 2 – 2,5 раза больше, чем, например, на турбогенераторе 320 МВт. В то же время, как отмечалось, отдельные ТС нижних стержней указанных генераторов оказываются слабо прижатыми к изоляции стержней и практически не реагируют на повышение их температуры, что делает невозможным тепловую диагностику проходимости таких стержней во время работы. По рекомендациям, изложенным в письме департамента науки и техники РАО “ЕЭС России” № 02-6-1/10 от 4/1 1996 “О диагностике обмоток статоров генераторов типа ТВВ-1200-2, ТВВ-800-2”, стержни с нарушенным креплением ТС должны быть выявлены испытаниями, а проходимость их каналов охлаждения должна проверяться прямыми измерениями с использованием мерной емкости и секундомера во время капитальных ремонтов независимо от результатов измерения температур во время работы генератора.

На турбогенераторах ТВВ-1000-4 выявлено и проверено на проходимость 29 стержней с нарушенным креплением термодатчиков. На семи из них обнаружено снижение расхода дистиллята ниже минимально допустимого. Проподимость каналов охлаждения дефектных стержней была восстановлена промывкой.

На электростанциях РАО “ЕЭС России” проверен турбогенератор ТВВ-1200-2. Здесь не было обнаружено нижних стержней с нарушенным креплением ТС. Однако выявлено, что недопустимо низкую чувствительность имеют ТС верхних стержней. Это объясняется конструктивными особен-

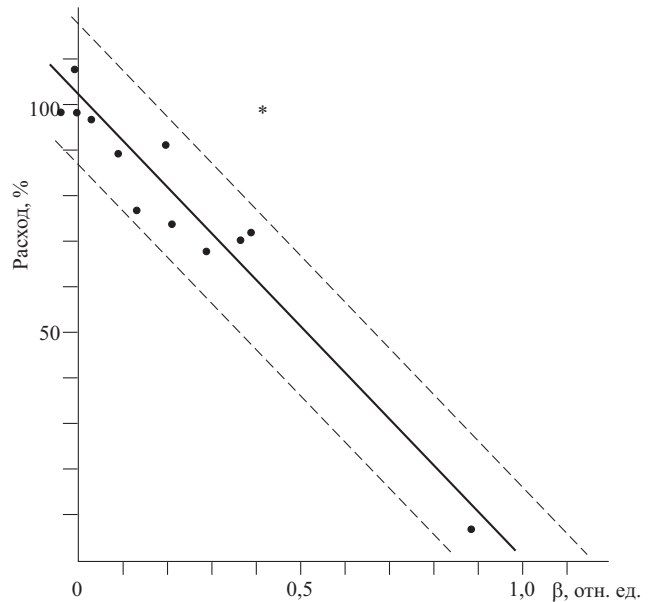


Рис. 2. Зависимость расхода дистиллята от параметра β на турбогенераторах ТВВ-320-2

ностями генератора. Для верхних стержней среднее значение параметра γ_m равно 0,123 при минимальном и максимальном значениях 0,05 и 0,182. Такая чувствительность ТС не обеспечивает достоверного эксплуатационного контроля за циркуляцией дистиллята по стержням. Интересы обеспечения надлежащей эксплуатационной надежности генератора требуют проведения реконструкции штатной системы теплового контроля.

Из 11 находящихся в эксплуатации турбогенераторов ТВВ-800-2 и ТВВ-800-2Е обследовано только три. На них выявлено 11 стержней с низкой чувствительностью ТС. Проверка проходимости показала, что один из них имел расход дистиллята существенно ниже минимально допустимого (около 72% номинального). Кроме того, по параметру β обнаружено два засоренных стержня со снижением расхода дистиллята до 81 и до 51% номинального. В настоящее время в связи с трудностями в оплате электростанциями работ подрядных организаций обследование турбогенераторов типа ТВВ-800-2 прекращено, что, как видно из приведенных данных, является технически неоправданным.

В соответствии с инструкциями завода-изготовителя для очистки каналов охлаждения применяются продувку стержня и отдельных полых проводников воздухом и химическую отмывку. ВНИИЭ использует в этих целях промывку обратным ходом дистиллята в смеси с воздухом. В технологии промывки применяются эксклюзивные технические приемы, существенно повышающие энергию промывочной струи и эффективность промывки. Технология была использована при промывке около 15 стержней. Во всех случаях проходимость стержней удалось восстановить без применения химической отмывки. Однако в силу высокой

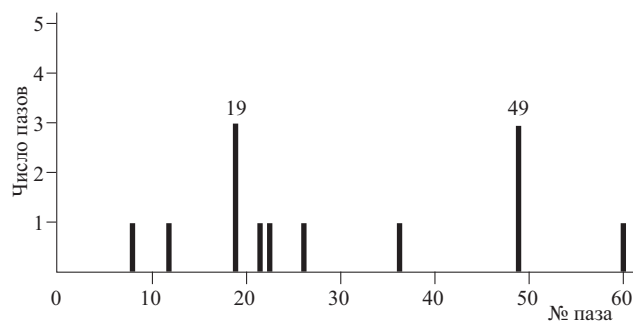


Рис. 3. Распределение пазов с ослабленной клиновкой по расточке статора на турбогенераторах ТВВ-1000-44

энергии промывочной струи затруднен сбор продуктов загрязнения, которые необходимы для анализа причин. Так, например, надетый для сбора загрязнений на выходной промывочный шланг трехслойный марлевый мешок в процессе промывки был изорван в клочья. Для сбора продуктов загрязнения необходимо устанавливать сепаратор с металлической сеткой.

Как отмечалось, чувствительность ТС, уложенных на верхние стержни под пазовый клин, зависит от степени клиновки паза. Опыт показывает, что, например, на турбогенераторах ТВВ-1000-4 значения $\gamma_m < 0,18$ указывают на такое ослабление клиновки, когда требуется перекалиновка паза и по ремонтным критериям оценки клиновки методом “простукивания”. На рис. 3 показано распределение по расточке статора пазов с ослабленной клиновкой ($\gamma_m < 0,18$), полученное по результатам измерений, выполненных на семи турбогенераторах ТВВ-1000-44. Обращает на себя внимание большая частота случаев ослабления клиновки в пазах 19 и 49. Эти пазы имеют выступающие в зазор клинья для повышения эффективности охлаждения обмотки ротора посредством предотвращения закрутки газа в зазоре. Частота случаев (или вероятность) ослабления клиновки в пазах с выступающими клиньями составила 0,43 в то время, как в пазах с обычными клиньями — 0,017. Такое расхождение частот нельзя считать случайным, что подтверждается также проверкой с использованием критериев оценки статистических гипотез.

Опрос ремонтного персонала показал, что ремонтники испытывают трудности в определении степени клиновки таких пазов методом “простукивания” из-за особой конструкции клиньев, когда большая часть паза занята резиновым выступом. Как правило, по результатам простукивания клиновка таких пазов оценивается как нормальная и пазы не перекаливаются.

В то же время на одном из генераторов имелся случай вибрационного разрушения стержня в пазу 19 из-за ослабления его крепления.

Выступающие клинья широко применяются и на других типах турбогенераторов серии ТВВ, где

также часто обнаруживаются ослабления крепления стержней в пазах с выступающими клиньями.

В связи с большим числом случаев эксплуатации генераторов с ослабленной клиновкой пазов, имеющих выступающие клинья, и в связи с имеющимся фактом аварии из-за вибрационного разрушения стержня в таком пазу ремонтному персоналу необходимо более тщательно проверять клиновку пазов с выступающими клиньями и, особенно на генераторах с терморепаративной изоляцией, перекаливать эти пазы каждый капитальный ремонт независимо от результатов простукивания.

В письме департамента электрических станций РАО “ЕЭС России” № 10-11/6-151 от 24/III 1998 “О повреждаемости изоляции обмоток статоров турбогенераторов серии ТВВ” отмечаются случаи пробоя изоляции турбогенераторов серии ТВВ из-за увлажнения изоляции. Увлажнение происходит при гидравлических испытаниях обмоток, имеющих незначительные дефекты герметичности, не обнаруживаемые нормативными методами контроля. Поэтому ВНИИЭ при проведении тепловых испытаний проводит дополнительно проверку герметичности обмотки методом измерения концентрации водорода, растворенного в охлаждающем дистилляте [8]. Этим методом были обнаружены и устранены дефекты герметичности на двух турбогенераторах ТВВ-320-2. На одном турбогенераторе ТВВ-800-2 был обнаружен незначительный дефект герметичности, недоступный для устранения в силу невозможности определения известными методами его местоположения на обмотке, но способный привести к увлажнению изоляции при гидравлической опрессовке. Было рекомендовано оставить генератор в работе и отказаться от процедуры гидравлических испытаний опрессовкой во время ремонтов, заменив ее проверкой герметичности методом измерения концентрации водорода в дистилляте.

Вывод

На турбогенераторах с водяным охлаждением, особенно длительно эксплуатируемых, необходимо расширение нормативных эксплуатационных испытаний включением в их объем методов диагностики технического состояния каналов водяного охлаждения и креплений стержней статорных обмоток, что позволяет повысить надежность генераторов и продлить срок их службы посредством своевременного обнаружения и устранения скрытых дефектов.

Список литературы

1. Проблемы технического перевооружения энергопредприятий РАО “ЕЭС России” и пути их решения / Ремезов А. Н., Романов А. А., Косинов Ю. П., Бржезьянский С. Э. — Электрические станции, 2000, № 1.
2. Электротехнические проблемы научно-технического прогресса электроэнергетики / Мамиконянц Л. Г., Мор-

- жин Ю. Н., Савваитов Д. С., Шакарян Ю. Г. – Электрические станции, 2000, № 1.
3. Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание. РД 34.45.309-92. М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
 4. Эксплуатационный циркуляр Ц-10-85(Э) от 28 мая 1985 г. Об организации водно-химического режима системы охлаждения обмоток статоров турбо- и гидрогенераторов. Сб. решений и циркуляров ГТУ Минэнерго СССР за 1985 г. (Электротехническая часть). М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.
 5. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: ЭНАС, 1998.
 6. Пат. 1836783 (РФ). Способ контроля креплений обмотки электрической машины / Поляков В. И. Опул. в Б. И., 1993, № 31.
 7. Поляков В. И. Методы диагностики технического состояния генераторов на основе штатных средств измерений: Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд.техн.наук. М.: ВНИИЭ, 1992.
 8. Поляков В. И. Метод и прибор для обнаружения нарушений герметичности системы водяного охлаждения обмотки статора работающего турбогенератора. М.: Вестник ВНИИЭ, 1997.

Особенности оценки результатов измерений сопротивлений постоянному току обмоток электрических машин и трансформаторов

Георгиади В. Х., канд. техн. наук

ТЭЦ-23 Мосэнерго

Согласно [1] требуется периодическое профилактическое измерение сопротивления постоянному току обмоток статора электрических машин и трансформаторов.

Измерение сопротивления постоянному току обмоток электротехнического оборудования – хорошо изученный вопрос [2]. По результатам измерения сопротивления постоянному току можно: а) определить целостность обмоток; б) обнаружить обрыв в параллельных ветвях; в) выяснить металлическое витковое замыкание; г) проверить качество паек и контакта лобовых частей обмотки и места подключения обмотки к выводам; д) уточнить значения сопротивлений, которые могут быть использованы при расчете режимов оборудования. Измерение сопротивления обмоток с учетом температуры осуществляется общеизвестными методами одинарного или двойного моста, методом амперметра и вольтметра, логометра.

Согласно [1] независимо от того, каким методом измеряют сопротивления обмоток постоянному току трехфазных электрических машин и трансформаторов, значения сопротивлений должны быть измерены пофазно и приведены к условно выбранной базисной температуре для того, чтобы была возможность сравнения значений сопротивлений разных фаз между собой, а также с ранее измеренными значениями сопротивлений этих фаз, также приведенными к базовой температуре.

Приведение измеренного значения сопротивления обмоток трансформаторов осуществляется по общеизвестной формуле

$$R_{it_6} = \frac{[1 + \alpha(t_6 - t_0)]R_{it}}{[1 + \alpha(t - t_0)]} = \frac{KR_{it}}{[1 + \alpha(t - t_0)]}, \quad (1)$$

где R_{it} – измеренное значение сопротивления постоянному току i -й обмотки при температуре t , °C;

$i = 1, 2, 3$ – индекс (порядковый номер) фазы; t_6 – условно выбранное базисное значение температуры; α – температурный коэффициент сопротивления металлов при температуре $t_0 = 20^\circ\text{C}$ (в среднем для обмоток из меди $\alpha_{\text{Cu}} = 0,0039 \text{ 1/}^\circ\text{C}$, для обмоток из алюминия $\alpha_{\text{Al}} = 0,0049 \text{ 1/}^\circ\text{C}$); K – расчетный коэффициент пропорциональности.

За базисное значение температуры может быть принято любое значение, например, 15, 20 и 75°C , в зависимости от которого расчетный коэффициент K будет принимать соответственно значения 0,98; 1,0; 1,22 (для обмоток из меди).

Измерение сопротивления постоянному току обмоток электрических машин и трансформаторов производится обычно непосредственно на выводах обмоток. Наиболее распространенное расположение выводов обмоток трехфазных электрических машин переменного тока при соединении их в звезду и треугольник представлено на рис. 1, а для трехфазных трансформаторов – на рис. 2.

При наличии выводов начала и конца трехфазных обмоток (рис. 1, в, г, д, где выводы обмоток обозначены $C_1 - C_4$, $C_2 - C_5$, $C_3 - C_6$; рис. 2, где выводы обмоток обозначены $A_1 - X_1$, $B_1 - Y_1$, $C_1 - Z_1$, $a_2 - x_2$, $b_2 - y_2$, $c_2 - z_2$) измерения значений сопротивлений производят отдельно для каждой фазы.

В тех случаях, когда обмотки трехфазных электрических машин и трансформаторов соединены только жестко в звезду или треугольник, измерение значений сопротивлений фазных обмоток непосредственно выполнено быть не может. Поэтому оценка значений сопротивлений обмоток фаз может быть выполнена только после пересчета междуфазных значений сопротивлений трех измерений последовательно между выводами (рис. 1, а, б между выводами $C_1 - C_2$, $C_2 - C_3$, $C_3 - C_1$; рис. 2, а, б между выводами $A_1 - B_1$, $A_1 - C_1$, $B_1 - C_1$, $a_2 - b_2$, $b_2 - c_2$, $a_2 - c_2$).

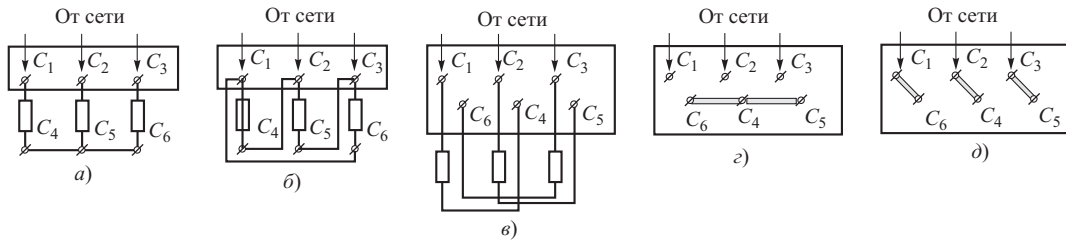


Рис. 1

Далее в статье показано, что оценка результатов измерения сопротивления постоянному току обмоток трехфазных электрических машин и трансформаторов, соединенных жестко в звезду или треугольник, может быть выполнена по результатам измерений, произведенных между выводами обмоток.

Для общности принимаем, что обозначению выводов C_1, A_1, a_2 соответствует цифра 1; C_2, B_1, b_2 – цифра 2; C_3, C_1, c_2 – цифра 3. Тогда общеизвестные формулы пересчета сопротивлений от междуфазных значений (сопротивлений между выводами) к значениям сопротивлений обмоток каждой фазы будут выглядеть следующим образом [2]:

1. Пересчет измеренных значений сопротивлений постоянному току между выводами обмоток к значениям сопротивлений каждой фазы, при соединении обмоток жестко в звезду (рис. 1, а)

$$\begin{aligned} R_{1t} &= 0,5(R_{31t} + R_{12t} - R_{23t}); \\ R_{2t} &= 0,5(R_{12t} + R_{23t} - R_{31t}); \\ R_{3t} &= 0,5(R_{23t} + R_{31t} - R_{12t}), \end{aligned} \quad (2)$$

где R_{1t}, R_{2t}, R_{3t} – расчетные значения сопротивлений постоянному току каждой фазной обмотки при температуре t , измеренной в градусах Цельсия, Ом; $R_{12t}, R_{23t}, R_{31t}$ – измеренные значения сопротивлений постоянному току между выводами обмоток при температуре t , Ом.

2. Пересчет измеренных значений сопротивлений постоянному току между выводами обмоток к значениям каждой фазы, при соединении обмоток жестко в треугольник (рис. 1, б)

$$R_{1t} = \frac{2R_{23t}R_{31t}}{(R_{23t} + R_{31t} - R_{12t})} - 0,5(R_{23t} + R_{31t} - R_{12t});$$

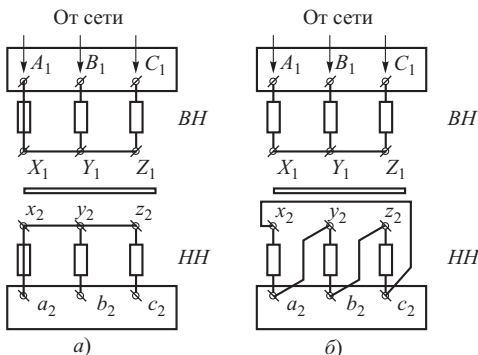


Рис. 2

$$R_{2t} = \frac{2R_{31t}R_{12t}}{(R_{31t} + R_{12t} - R_{23t})} - 0,5(R_{31t} + R_{12t} - R_{23t}); \quad (3)$$

$$R_{3t} = \frac{2R_{23t}R_{31t}}{(R_{23t} + R_{31t} - R_{12t})} - 0,5(R_{23t} + R_{31t} - R_{12t}).$$

Полученные по формулам (2) и (3) значения сопротивлений должны быть приведены по формуле (1) к базисной температуре 20°C. После этого производится сравнение приведенных к базисной температуре сопротивлений с паспортными данными завода-изготовителя либо, при их отсутствии, с данными наладочных организаций, которые также должны быть приведены к базисной температуре.

Прежде всего, паспортные данные завода-изготовителя (или наладочных организаций) должны быть сравнены между собой. При междуфазном сравнении значений сопротивлений обмоток каждой фазы последние должны отличаться друг от друга согласно [1] не более чем на 2%, т.е.

$$\Delta_{ij} = 100 \frac{R_{it0} - R_{jt0}}{R_{jt0}} < 2\%, \quad (4)$$

где R_{it0} – паспортное значение сопротивления постоянному току каждой обмотки трехфазной электрической машины или трансформатора, приведенное к температуре 20°C, Ом; $i = 1, 2, 3$ – индекс (порядковый номер) фазы; R_{jt0} – паспортное значение сопротивления постоянному току одной из обмоток трехфазной электрической машины или трансформатора, принятое в качестве базисного при температуре 20°C, Ом; $j = 1, 2, 3$ – индекс (порядковый номер) фазы, значение сопротивления которого выбрано в качестве базисного.

Сравнение значений сопротивлений обмоток фаз между собой по значениям сопротивлений между выводами обмоток выполняется по следующим формулам.

При соединении обмоток жестко в звезду. За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы R_{1t0}

$$\begin{aligned} \Delta_{11} &= 200(R_{12t0} - R_{12t0})/A; \\ \Delta_{21} &= 200(R_{23t0} - R_{31t0})/A; \\ \Delta_{31} &= 200(R_{23t0} - R_{12t0})/A, \end{aligned} \quad (5)$$

где $A = (R_{31t_0} + R_{12t_0} - R_{23t_0})$, Ом; $\Delta_{11}, \Delta_{21}, \Delta_{31}$ – относительные значения сопротивлений каждой фазы по отношению к базисному значению R_{1t_0} , %; $R_{31t_0}, R_{12t_0}, R_{23t_0}$ – значения сопротивлений между выводами обмоток при температуре 20°C.

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы R_{2t_0}

$$\begin{aligned} \Delta_{12} &= 200(R_{31t_0} - R_{23t_0})/B; \\ \Delta_{22} &= 200(R_{23t_0} - R_{23t_0})/B; \\ \Delta_{32} &= 200(R_{31t_0} - R_{12t_0})/B, \end{aligned} \quad (5.1)$$

где $B = (R_{23t_0} + R_{12t_0} - R_{31t_0})$, Ом; $\Delta_{12}, \Delta_{22}, \Delta_{32}$ – относительные значения сопротивлений каждой фазы по отношению к базисному значению R_{2t_0} , %.

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы R_{3t_0}

$$\begin{aligned} \Delta_{13} &= 200(R_{12t_0} - R_{12t_0})/C; \\ \Delta_{23} &= 200(R_{12t_0} - R_{31t_0})/C; \\ \Delta_{33} &= 200(R_{31t_0} - R_{31t_0})/C, \end{aligned} \quad (5.2)$$

где $C = (R_{31t_0} + R_{23t_0} - R_{12t_0})$, Ом; $\Delta_{13}, \Delta_{23}, \Delta_{33}$ – относительные значения сопротивлений каждой фазы по отношению к базисному значению R_{3t_0} , %.

При соединении обмоток жестко в треугольник. За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы R_{1t_0}

$$\begin{aligned} \Delta_{11} &= 100 \left(\frac{2R_{23t_0} R_{31t_0}/C - 0,5C}{2R_{23t_0} R_{31t_0}/C - 0,5C} - 1 \right); \\ \Delta_{21} &= 100 \left(\frac{2R_{31t_0} R_{12t_0}/A - 0,5A}{2R_{23t_0} R_{31t_0}/C - 0,5C} - 1 \right); \\ \Delta_{31} &= 100 \left(\frac{2R_{12t_0} R_{23t_0}/B - 0,5B}{2R_{23t_0} R_{31t_0}/C - 0,5C} - 1 \right). \end{aligned} \quad (6)$$

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления второй фазы R_{2t_0}

$$\begin{aligned} \Delta_{12} &= 100 \left(\frac{2R_{23t_0} R_{31t_0}/C - 0,5C}{2R_{31t_0} R_{12t_0}/A - 0,5A} - 1 \right); \\ \Delta_{22} &= 100 \left(\frac{2R_{31t_0} R_{12t_0}/A - 0,5A}{2R_{31t_0} R_{12t_0}/A - 0,5A} - 1 \right); \\ \Delta_{33} &= 100 \left(\frac{2R_{12t_0} R_{23t_0}/B - 0,5B}{2R_{31t_0} R_{12t_0}/A - 0,5A} - 1 \right). \end{aligned} \quad (6.1)$$

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления третьей фазы R_{3t_0}

$$\Delta_{13} = 100 \left(\frac{2R_{23t_0} R_{31t_0}/C - 0,5C}{2R_{12t_0} R_{23t_0}/B - 0,5B} - 1 \right);$$

$$\begin{aligned} \Delta_{23} &= 100 \left(\frac{2R_{31t_0} R_{12t_0}/A - 0,5A}{2R_{12t_0} R_{23t_0}/B - 0,5B} - 1 \right); \\ \Delta_{33} &= 100 \left(\frac{2R_{12t_0} R_{23t_0}/B - 0,5B}{2R_{12t_0} R_{23t_0}/B - 0,5B} - 1 \right). \end{aligned} \quad (6.2)$$

В том случае, если были выполнены измерения сопротивлений постоянному току обмоток фаз между выводами $R''_{12t}, R''_{23t}, R''_{31t}$ при температуре t , то эти значения сопротивлений должны быть:

пересчитаны по формулам (2), (3) к значениям сопротивлений каждой фазы $R''_{1t}, R''_{2t}, R''_{3t}$ при температуре t ;

приведены по формуле (1) к базисной температуре 20°C;

пофазно сравнены между собой и с паспортными значениями сопротивлений обмоток заводоизготовителей (или наладочных организаций) по формуле (4), в которой вместо значения R_{i0} подставляется значение R''_{i0} .

Перечисленные действия могут быть упрощены, если оценку значений сопротивлений обмоток фаз производить непосредственно по измеренным значениям сопротивлений между выводами, не производя их пересчета к фазным значениям по формулам (2), (3).

Сравнение значений сопротивлений постоянному току обмоток фаз трехфазных электрических машин и трансформаторов с данными завода-изготовителя (или наладочных организаций) можно выполнить по измеренным значениям сопротивлений между выводами их обмоток следующим образом.

При соединении обмоток жестко в звезду. За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы R_{1t_0}

$$\begin{aligned} \Delta''_{11} &= 100(A''/A - 1); \\ \Delta''_{21} &= 100(B''/A - 1); \\ \Delta''_{31} &= 100(C''/A - 1), \end{aligned} \quad (7)$$

где $A'' = (R''_{31t_0} + R''_{12t_0} - R''_{23t_0})$, Ом; $B'' = (R''_{23t_0} + R''_{12t_0} - R''_{31t_0})$, Ом; $C'' = (R''_{31t_0} + R''_{23t_0} - R''_{12t_0})$, Ом; $\Delta''_{11}, \Delta''_{21}, \Delta''_{31}$ – относительные значения сопротивлений каждой фазы по отношению к базисному значению R_{1t_0} , %.

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления второй фазы R_{2t_0}

$$\begin{aligned} \Delta''_{12} &= 100(A''/B - 1); \\ \Delta''_{22} &= 100(B''/B - 1); \\ \Delta''_{32} &= 100(C''/B - 1), \end{aligned}$$

где $\Delta''_{12}, \Delta''_{22}, \Delta''_{32}$ – относительные значения сопротивлений каждой фазы по отношению к базисному значению $R_{2\text{тo}}$, %.

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы $R_{3\text{тo}}$

$$\Delta''_{13} = 100(A''/C - 1);$$

$$\Delta''_{23} = 100(B''/C - 1);$$

$$\Delta''_{33} = 100(C''/C - 1),$$

где $\Delta''_{13}, \Delta''_{23}, \Delta''_{33}$ – относительные значения сопротивлений каждой фазы по отношению к базисному значению $R_{3\text{тo}}$, %.

При соединении обмоток жестко в треугольник. За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы $R_{1\text{тo}}$

$$\begin{aligned} \Delta''_{11} &= 100 \left(\frac{2R''_{23\text{тo}} R''_{31\text{тo}}/C'' - 0,5C''}{2R_{23\text{тo}} R_{31\text{тo}}/C - 0,5C} - 1 \right); \\ \Delta''_{21} &= 100 \left(\frac{2R''_{31\text{тo}} R''_{12\text{тo}}/A'' - 0,5A''}{2R_{23\text{тo}} R_{31\text{тo}}/C - 0,5C} - 1 \right); \\ \Delta''_{31} &= 100 \left(\frac{2R''_{12\text{тo}} R''_{23\text{тo}}/B'' - 0,5B''}{2R_{23\text{тo}} R_{31\text{тo}}/C - 0,5C} - 1 \right). \end{aligned} \quad (8)$$

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления второй фазы $R_{2\text{тo}}$

$$\begin{aligned} \Delta''_{12} &= 100 \left(\frac{2R''_{23\text{тo}} R''_{31\text{тo}}/C'' - 0,5C''}{2R_{31\text{тo}} R_{12\text{тo}}/A - 0,5A} - 1 \right); \\ \Delta''_{22} &= 100 \left(\frac{2R''_{31\text{тo}} R''_{12\text{тo}}/A'' - 0,5A''}{2R_{31\text{тo}} R_{12\text{тo}}/A - 0,5A} - 1 \right); \\ \Delta''_{33} &= 100 \left(\frac{2R''_{12\text{тo}} R''_{23\text{тo}}/B'' - 0,5B''}{2R_{31\text{тo}} R_{12\text{тo}}/A - 0,5A} - 1 \right). \end{aligned} \quad (8.1)$$

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления третьей фазы $R_{3\text{тo}}$

$$\begin{aligned} \Delta''_{13} &= 100 \left(\frac{2R''_{23\text{тo}} R''_{31\text{тo}}/C'' - 0,5C''}{2R_{12\text{тo}} R_{23\text{тo}}/B - 0,5B} - 1 \right); \\ \Delta''_{23} &= 100 \left(\frac{2R''_{31\text{тo}} R''_{12\text{тo}}/A'' - 0,5A''}{2R_{12\text{тo}} R_{23\text{тo}}/B - 0,5B} - 1 \right); \\ \Delta''_{33} &= 100 \left(\frac{2R''_{12\text{тo}} R''_{23\text{тo}}/B'' - 0,5B''}{2R_{12\text{тo}} R_{23\text{тo}}/B - 0,5B} - 1 \right). \end{aligned} \quad (8.2)$$

Как отмечалось выше, согласно [1] измерение значений сопротивлений обмоток должно выполняться отдельно для каждой фазы. Но это требует разборки соединений обмоток в звезду или треугольник, что связано с затратами труда и времени. При соединении обмоток в звезду или треугольник на клемнике в коробке выводов разборка соединений обмоток менее трудоемка, чем разборка

соединений обмоток при соединении их внутри электрической машины или трансформатора. Поэтому автором, с целью определить достаточность оценки значений сопротивлений обмоток только по результатам измерений сопротивлений между выводами, были проанализированы результаты измерений и рассчитанные на ПЭВМ относительные значения сопротивлений обмоток статора для 40 электродвигателей 6 кВ до и после разборки их схем соединения обмоток в звезду или треугольник.

Сопоставление относительных значений сопротивлений, полученных по результатам измеренных значений сопротивлений между выводами обмоток до и после разборки схемы соединений, показали, что при хороших контактных соединениях выводов обмоток относительные значения сопротивлений каждой фазы по отношению к базисному значению не отличаются друг от друга.

Это позволяет утверждать, что значения сопротивлений трехфазных электрических машин и трансформаторов и состояние их контактных соединений можно оценивать по результатам измеренных значений сопротивлений между выводами обмоток без их разборки.

Выводы

1. Приведенные в статье формулы (5) – (8) позволяют по результатам трех измерений значений сопротивлений обмоток между выводами трехфазных электрических машин и трансформаторов определить относительные значения сопротивлений обмоток и сравнить их с допустимым значением 2% [1].

2. Несмотря на кажущуюся простоту аналитических выражений производить по ним оценку сопротивлений постоянному току обмоток без применения ПЭВМ трудоемко.

3. Предлагается в [1] в качестве приложения дать приведенные аналитические выражения.

4. Значения сопротивлений трехфазных электрических машин и трансформаторов и состояние их контактных соединений можно оценивать по результатам измеренных значений сопротивлений между выводами обмоток без их разборки.

Список литературы

1. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97 / Под общей редакцией Алексеева Б. А., Когана Ф. А., Мамиконянца Л. Г. М.: НЦ ЭНАС, 1998.
2. Лукьянов Т. П., Егоров Е. П. Техническая эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Приложение. Пример. Оценить состояние обмоток статора асинхронного электродвигателя по результатам измерения их значений сопротивлений постоянному току согласно [1]. Трехфазная обмотка статора электродвигателя жестко соединена в звезду.

Т а б л и ц а 1

Базисное сопротивление	Относительные значения сопротивлений каждой фазы, %		
R_{1to}	$\Delta_{11} = 0$	$\Delta_{21} = -0,149$	$\Delta_{31} = -0,0248$
R_{2to}	$\Delta_{12} = 0,149$	$\Delta_{22} = 0$	$\Delta_{32} = 0,124$
R_{3to}	$\Delta_{13} = 0,0248$	$\Delta_{23} = -0,124$	$\Delta_{33} = 0$

1. Исходные данные завода-изготовителя при температуре 20°C:

$$R_{1to} = 0,4026 \text{ Ом};$$

$$R_{2to} = 0,402 \text{ Ом};$$

$$R_{3to} = 0,4025 \text{ Ом};$$

1.2. Междуфазные значения:

$$R_{12to} = 0,4026 + 0,402 = 0,8046 \text{ Ом};$$

$$R_{23to} = 0,402 + 0,4025 = 0,8045 \text{ Ом};$$

$$R_{31to} = 0,4025 + 0,4026 = 0,8051 \text{ Ом}.$$

2. Сравнение значений сопротивлений обмоток фаз электродвигателя по данным завода-изготовителя по формуле (4) между собой.

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы R_{1to}

$$\Delta_{11} = 100 \frac{0,4026 - 0,4026}{0,4026} = 0 < 2\%;$$

$$\Delta_{21} = 100 \frac{0,402 - 0,4026}{0,4026} = 0,149 < 2\%$$

$$\Delta_{31} = 100 \frac{0,4025 - 0,4026}{0,4026} = 0,0248 < 2\%$$

Результаты расчетов, полученные по формуле (4) при базисных значениях R_{1to} , R_{2to} и R_{3to} представлены в табл. 1.

3. Сравнение значений сопротивлений обмоток фаз электродвигателя между собой по их междуфазным значениям завода-изготовителя по формуле (5).

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы R_{1to}

$$A = 0,8051 + 0,8046 - 0,8045 = 0,8052 \text{ Ом};$$

$$\Delta_{11} = 200(0,8046 - 0,8046)/0,8052 = 0\%;$$

$$\Delta_{21} = 200(0,8045 - 0,8051)/0,8052 = -0,149\%;$$

$$\Delta_{31} = 200(0,8045 - 0,8046)/0,8052 = -0,0248\%.$$

Результаты расчетов, полученные по формулам (5), (5.1), (5.2) при базисных значениях R_{1to} , R_{2to} и R_{3to} , также представлены в табл. 1.

4. Измеренные значения сопротивлений между выводами обмоток при температуре $t = 25^\circ\text{C}$.

4.1. Значения сопротивлений между выводами:

$$R_{12p} = 0,8359 \text{ Ом};$$

$$R_{23p} = 0,8357 \text{ Ом};$$

$$R_{13p} = 0,8207 \text{ Ом}.$$

Т а б л и ц а 2

Базисное сопротивление	Относительные значения сопротивлений каждой фазы, %		
R_{1to}	$\Delta''_{11} = -0,00017$	$\Delta''_{21} = 3,654$	$\Delta''_{31} = -0,0489$
R_{2to}	$\Delta''_{12} = 0,149$	$\Delta''_{22} = 3,809$	$\Delta''_{32} = 0,1$
R_{3to}	$\Delta''_{13} = 0,0247$	$\Delta''_{23} = 3,68$	$\Delta''_{33} = -0,024$

4.2. Пересчет значений сопротивлений между выводами к фазным значениям по формулам (2)

$$R_{1p} = 0,5(0,8359 + 0,8207 - 0,8357) = 0,41045 \text{ Ом};$$

$$R_{2p} = 0,5(0,8359 + 0,8357 - 0,8207) = 0,42545 \text{ Ом};$$

$$R_{3p} = 0,5(0,8207 + 0,8357 - 0,8359) = 0,41025 \text{ Ом}.$$

5. Пересчет значений сопротивлений к температуре 20°C по формуле (1).

5.1. Пересчет значений сопротивлений между выводами обмоток

$$R''_{12to} = 0,8359/[1 + 0,0039(25 - 20)] = 0,819912 \text{ Ом};$$

$$R''_{23to} = 0,8357/[1 + 0,0039(25 - 20)] = 0,819716 \text{ Ом};$$

$$R''_{31to} = 0,8207/[1 + 0,0039(25 - 20)] = 0,805002 \text{ Ом}.$$

5.2. Пересчет значений сопротивлений обмоток фаз

$$R''_{1to} = 0,41045/[1 + 0,0039(25 - 20)] = 0,402599 \text{ Ом};$$

$$R''_{2to} = 0,42545/[1 + 0,0039(25 - 20)] = 0,417312 \text{ Ом};$$

$$R''_{3to} = 0,41025/[1 + 0,0039(25 - 20)] = 0,402403 \text{ Ом}.$$

6. Сравнение приведенных к температуре 20°C значений сопротивлений обмоток фаз с данными завода-изготовителя по формуле (4), в которой вместо величины R_{ito} подставляется величина R''_{ito} .

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы R_{1to}

$$\Delta''_{11} = 100 \frac{0,402599 - 0,4026}{0,4026} = -0,00017 < 2\%$$

$$\Delta''_{21} = 100 \frac{0,417312 - 0,4026}{0,4026} = 3,654 > 2\%$$

$$\Delta''_{31} = 100 \frac{0,402403 - 0,4026}{0,4026} = -0,0489 < 2\%$$

Результаты расчетов, полученные по формуле (4) при базисных значениях R_{1to} , R_{2to} и R_{3to} представлены, в табл. 2.

7. Сравнение значений сопротивлений постоянному току обмоток фаз электродвигателя, приведенных к температуре 20°C, с данными завода-изготовителя (или наладочных организаций) можно выполнить по измеренным значениям сопротивлений между выводами их обмоток, приведенным к температуре 20°C, по формуле (7).

За базисное значение сопротивления принято значение сопротивления первой фазы $R_{1\omega}$

$$A'' = 0,805002 + 0,819912 - 0,819716 = 0,805198 \text{ Ом};$$

$$B'' = 0,819716 + 0,819912 - 0,805002 = 0,834626 \text{ Ом};$$

$$C'' = 0,805002 + 0,819716 - 0,819912 = 0,80485 \text{ Ом};$$

$$A = 0,8051 + 0,8046 - 0,8045 = 0,8052 \text{ Ом};$$

$$\Delta_{11}'' = 100(0,805198/0,8052 - 1) = -0,00017\%;$$

$$\Delta_{21}'' = 100(0,834626/0,8052 - 1) = 3,654\%.$$

$$\Delta_{31}'' = 100(0,804850/0,8052 - 1) = -0,0489\%.$$

Результаты расчетов, полученные по формулам (7), (7.1), (7.2) при базисных значениях $R_{1\omega}$, $R_{2\omega}$ и $R_{3\omega}$, представлены в табл. 2.

Результаты расчетов, приведенные в табл. 1 и 2, показывают, что оценку значений сопротивлений обмоток электрических машин и трансформаторов можно выполнять по их значениям сопротивлений между выводами.

Теоретические и экспериментальные исследования возможностей создания автокомпенсатора емкостных токов на основе дугогасящего реактора с подмагничиванием

Обабков В. К., доктор техн. наук, Обабкова Н. Е., инж.

ООО ВП «Наука, техника, бизнес в энергетике», г. Екатеринбург

Эффективность кабельных сетей 6–35 кВ с резонансным заземлением нейтрали базируется на широко распространенных дугогасящих реакторах (ДГР) плунжерного типа. Вместе с тем уже более полувека не прекращаются попытки их замены на ДГР с подмагничиванием [1–3]. Такого рода реакторы не имеют в своем составе электропривода и механического редуктора, как в плунжерных ДГР с регулируемым зазором. Они требуют меньшего ухода и реже выходят из строя. Но главное, что отличает их от ДГР плунжерного типа, состоит в возможности автоматического управления ими в режимах замыканий, поддерживая условия оптимального дугогашения при изменениях суммарной емкости сети. Представляется актуальным детальное теоретическое и экспериментальное изучение общих свойств ДГР с подмагничиванием на примере оригинального ДГР типа РЗДПОМ-360/6-10 (рис. 1) конструкции ЦКБ НПО Энергоремонт (Москва), рассчитанного на токи однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) от 20 до 90 А в сети 6 кВ и на токи ОЗЗ от 6 до 60 А в сети 10 кВ, как наиболее перспективного [1].

Структурное и математическое моделирование дугогасящего реактора с подмагничиванием. Замкнутый О-образный магнитопровод ДГР состоит из одинакового верхнего и нижнего ярем длиной $l_y^0 = 0,91$ м (рис. 2) и поперечным сечением $S_y = bd$ и двух симметричных вставок. Геометрические размеры магнитопровода одной из них показаны на рис. 2 с параметрами $h = 4a + c$, $a = 0,12$ м, $b = 0,21$ м, $c = 0,22$ м, $d = 0,155$ м.

Обмотка подмагничивания с числом витков $w_\pi = 2516$ укрепляется на среднем стержне магнитопровода вставки сечением $S_\pi = bc$ и длиной средней линии $l_\pi = a + b$, в то время как рабочая обмотка с числом витков $w = 251$ наматывается на

каркасе, внутри которого компактно размещается эта вставка вместе с обмоткой подмагничивания.

Два немагнитных зазора величиной $\delta = 1 \div 2$ мм и площадью сечения S_δ каждый отделяют их от верхнего и нижнего ярем так, что создаваемый подмагничиванием магнитный поток Φ_π замыкается только по верхним и нижним участкам своей вставки. Плоскости витков рабочей обмотки (РО) и обмотки подмагничивания (ОП) оказываются при этом взаимно перпендикулярными.

Постоянный магнитный поток Φ_π создается пропусканием через обмотку подмагничивания постоянного тока I_π от управляемого выпрямителя напряжением $U_\pi \leq 170$ В. Индуктивный ток ДГР создается двумя параллельно соединенными рабочими обмотками с током $I(t)$ каждая, порождаемым напряжением смещения нейтрали $e(t)$. Магнитный поток $\Phi(t)$ в каждой вставке создается по закону электромагнитной индукции (рис. 3), а именно

$$\Phi(t) = (wD)^{-1} U_L(t) = w^{-1} \int_{-\infty}^t U_L(\tau) d\tau,$$

$$U_L(t) = e(t) - IR - L_p DI, \quad (1)$$

где $U_L(t)$ – часть напряжения $e(t)$, прикладываемая к обеим рабочим обмоткам, которая тратится на создание переменного во времени потока $\Phi(t)$; $I(t)$ – ток ДГР, который протекает по рабочей обмотке; R и L_p – активное сопротивление витков и индуктивность рассеяния поля также одной рабочей обмотки.

Общий поток Φ протекает по боковым участкам каждой вставки, расщепляясь на потоки Φ_1 и Φ_2 в соответствии с рис. 3 и 4. Связь этих потоков

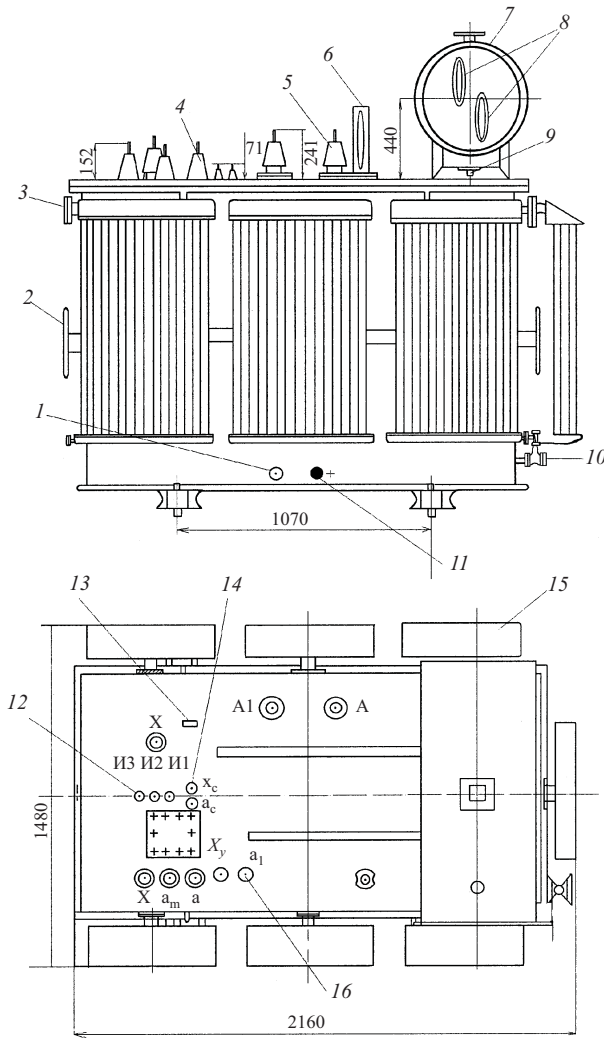


Рис. 1. Дугогасящий реактор с подмагничиванием конструкции ЦКБ НПО Энергоремонт типа АЗДПОМ-560/6-10:

1 – пробка для отбора пробы масла; 2 – место крепления клеммной коробки; 3 – патрубки для присоединения резервного радиатора; 4 – вводы обмотки вспомогательного дросселя и дополнительной обмотки основного реактора ВСТ-1/400-1-У; 5 – вводы основной обмотки основного реактора ВСТ-1/400-1-У; 6 – ртутный термометр; 7 – расширитель; 8 – маслоуказатель; 9 – встроенный воздухоочиститель; 10 – вентиль Д-50 для заливки и слива масла; 11 – болт для заземления; 12 – вводы ТТ ВСТ-0,5/100-1-У; 13 – пластина для подъема крышки; 14 – вводы сигнальной обмотки ВСТ-0,5/100-1-У; 15 – радиатор; 16 – вводы обмотки управления ВСТ-0,5/100-1-У

с исходными потоками Φ и Φ_π осуществляется исходя из соотношений $\Phi = \Phi_1 + \Phi_2$, $\Phi_2 = \Phi_1 + \Phi_\pi$ (см. рис. 3). Откуда следует

$$\Phi_1 = 0,5(\Phi - \Phi_\pi); \Phi_2 = 0,5(\Phi + \Phi_\pi), \quad (2)$$

что отражено на рис. 5 элементами вычитания и суммирования, а также тем, что индукция в верхних и нижних боковых участках вставки определяется в соответствии с выражениями

$$B_1 = \Phi_1/S_1 = (\Phi - \Phi_\pi)/2S_1; B_2 = \Phi_2/S_1 = (\Phi + \Phi_\pi)/2S_1. \quad (3)$$

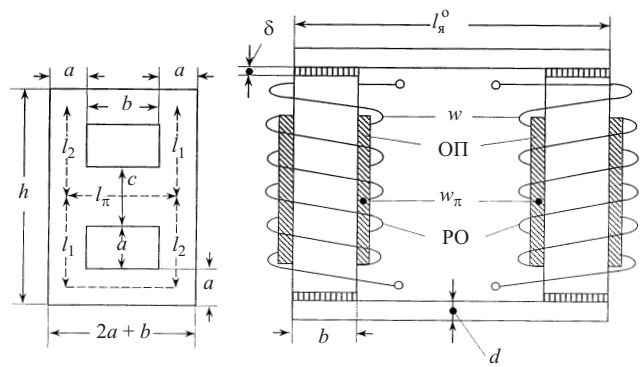


Рис. 2. Общее представление о ДГР с подмагничиванием конструкции ЦКБ НПО Энергоремонт

Индукция B_π на участке подмагничивания равна $B_\pi = \Phi_\pi/S_\pi$. Поскольку характеристика F магнитопровода одна и та же для всех участков, то напряженности H_1, H_2, H_π определяются единообразно

$$H_q = F(B_q); q = 1, 2, \pi. \quad (4)$$

Индукция B_δ и напряженность H_δ воздушного зазора (величиной δ и площадью сечения S_δ), а также аналогичные величины B_π, H_π с параметрами l_π, S_π определяются по известным формулам

$$B_\delta = \Phi/S_\delta; H_\delta = (\mu_0 S_\delta)^{-1} \Phi; B_\pi = \Phi/S_\pi, H_\pi = (\mu S_\pi)^{-1} \Phi, \quad (5)$$

где μ_0 и μ – магнитные проницаемости воздушного зазора и стали.

Экспериментально снятая нелинейная характеристика (4) приведена в руководящих документах РД16 317-86 (с. 26 – 27) для марки стали 3405 толщиной 0,35 мм, использованной разработчиками ДГР. Связь МДС в виде ампер-витков wI и $w_\pi I_\pi$ с распределением напряженностей $H_1, H_2, H_\pi, H_\delta, H_\pi$ (4), (5) по длинам $l_1, l_2 = l_1, l_\pi, \delta, l_\pi$ участков контуров циркуляции магнитных потоков (1), (2) осуществляется в соответствии с законом полного тока. Записанные для контуров, отмеченных на рис. 3 пунктирной и штрихпунктирной линиями, они дают следующие выражения:

$$wI + w_\pi I_\pi + (w_\pi^B I_\pi^B + 2w_2^B I_2^B + w_\pi^B I_\pi^B) = 2H_2 l_1 + H_\pi l_\pi + 2\delta H_\delta + H_\pi l_\pi; \quad (6)$$

$$wI - w_\pi I_\pi + (w_\pi^B I_\pi^B + 2w_1^B I_1^B + w_\pi^B I_\pi^B) = 2H_1 l_1 - H_\pi l_\pi + 2\delta H_\delta + H_\pi l_\pi,$$

где $w_\pi^B, w_1^B, w_2^B, w_\pi^B$ – числа витков эквивалентных контуров, возникающих в толще магнитопровода от переменных потоков, с активными сопротивлениями $R_\pi^B, R_1^B, R_2^B, R_\pi^B$ и вихревыми токами $I_\pi^B, I_1^B, I_2^B, I_\pi^B$ соответственно на участках, где протекают магнитные потоки $\Phi, \Phi_1, \Phi_2, \Phi_\pi$ (см. рис. 3). Решая

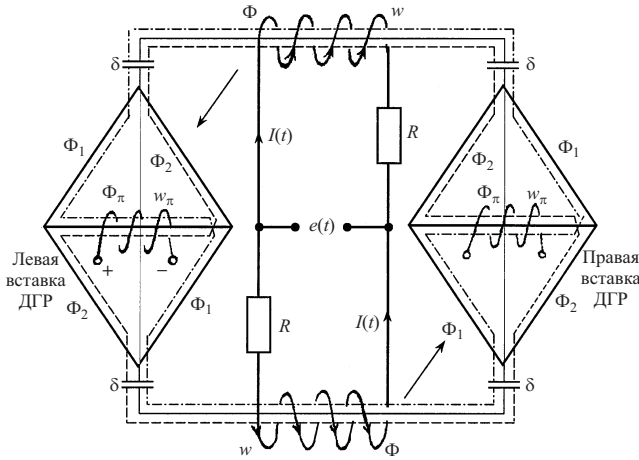


Рис. 3. Схематическое изображение путей циркуляции магнитных потоков по разветвленному магнитопроводу, изображенному на рис. 2

алгебраические уравнения (6) относительно иско- мых МДС, получим следующие выражения:

$$wI = H_{я}l_{я} + 2\delta H_{\delta} + (H_1 + H_2)l_1 - w_{я}^B I_{я}^B - w_1^B I_1^B - w_2^B I_2^B - w_{\pi}^B I_{\pi}^B; \quad (7)$$

$$w_{\pi} I_{\pi} = H_{\pi} l_{\pi} + (H_2 - H_1)l_1. \quad (8)$$

С учетом симметрии магнитопровода, путей циркуляции потоков и соотношений (2) параметры эквивалентных контуров для вихревых токов в (7) равны

$$R_1^B = R_2^B = R^B; w_1^B = w_2^B = w_B;$$

$$I_q^B(t) = e_q^B(t) R_B^{-1} = -D\Phi(t) R_B^{-1} w_B, q = 1, 2, \quad (9)$$

и, следовательно,

$$w_1^B I_1^B(t) + w_2^B I_2^B(t) = -(w_B^2 / R_B) D\Phi(t); D = d/dt,$$

и по аналогии с (9)

$$w_{я}^B I_{я}^B(t) + w_{\pi}^B I_{\pi}^B(t) = [(w_{я}^B)^2 (R_{я}^B)^{-1} + (w_{\pi}^B)^2 (R_{\pi}^B)^{-1}] D\Phi(t). \quad (10)$$

Кроме того, связывая $H_{\delta}(t)$ и $H_{я}(t)$ с общим по- током $\Phi(t)$ известными формулами, имеем

$$\begin{aligned} l_{я} H_{я}(t) &= l_{я} (\mu S_{я})^{-1} \Phi(t); \\ 2\delta H_{\delta}(t) &= 2\delta (\mu_0 S_{\delta})^{-1} \Phi(t); \\ l_{я} H_{я}(t) &= l_{я} (\mu S_{я})^{-1} \Phi(t). \end{aligned} \quad (11)$$

В соответствии с описаниями (1) – (11) струк- турная модель ДГР с подмагничиванием изобра- жена на рис. 5. Идея плавного регулирования эк- вивалентной индуктивности L , связывающей на- пряжение $e(t)$ на рабочей обмотке ДГР и ток $I(t)$ через нее, состоит в плавном изменении магнитно- го потока Φ_{π} при помощи напряжения U_{π} . Наблю- даемыми координатами являются напряжение U_{π} и ток I_{π} , ненаблюдаемыми – магнитный поток Φ_{π} и соответствующая ему индукция B_{π} (см. рис. 5).

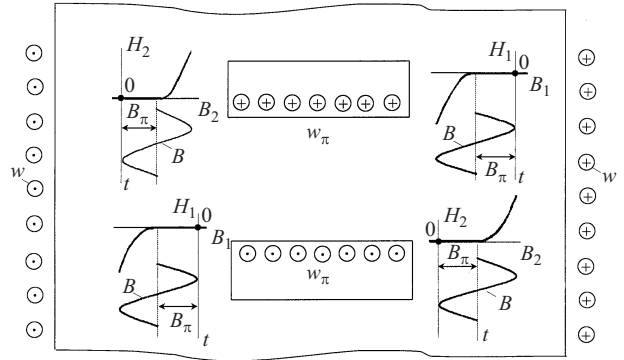


Рис. 4. Фрагмент правой вставки ДГР с подмагничиванием

Полная математическая модель ДГР с подмаг- ничиванием может быть списана со структурной модели на рис. 5. В дальнейшем используется упрощенная (рис. 6) математическая модель в предположении о малых распределениях напря- женности на ненасыщающихся ярах ДГР и не- значительных параметрах рассеяния $L_{\rho} = L_{\pi\rho} \approx 0$. С учетом сказанного математическая модель ДГР приводится к системе двух нелинейных диффе- ренциальных уравнений вида

$$DB(t) = (2S_1 w)^{-1} [e(t) - RI(t)];$$

$$I(t) = w^{-1} l_1 \left\{ l_1^{-1} L_{\delta}^{-1} \cdot 2S_1 w^2 B(t) + F^+[B(t), B_{\pi}(t)] \right\}; \quad (12)$$

$$F^+[B(t), B_{\pi}(t)] = F[B(t) + B_{\pi}(t)] + F[B(t) - B_{\pi}(t)]; \quad (13)$$

$$DB_{\pi}(t) = (2S_1 w_{\pi})^{-1} [U_{\pi}(t) - R_{\pi} I_{\pi}(t)];$$

$$I_{\pi}(t) = l_1 w_{\pi}^{-1} \left\{ F^-[B(t), B_{\pi}(t)] + l_1 l_1^{-1} F(2S_1 S_{\pi}^{-1} B_{\pi}) \right\}; \quad (14)$$

$$F^-[B(t), B_{\pi}(t)] = F[B(t) + B_{\pi}(t)] - F[B(t) - B_{\pi}(t)]. \quad (15)$$

Из схемы на рис. 2 – 6 следуют два контура: основной $e \rightarrow I$ и вспомогательный $U_{\pi} \rightarrow I_{\pi}$ (кон- тур подмагничивания), поведение которых подчи- нено соответственно уравнениям (12), (13) и (14), (15). Для ориентировки приведем также числен- ные значения параметров

$$\begin{aligned} w &= 251, S_1 = 0,0252 \text{ м}^2, l_1 = 0,192(0,096) \text{ м}, L_{\delta} = 2,56 \text{ Гн}, \\ R &= 0,16 \text{ Ом}, w_{\pi} = 2561, S_{\pi} = 0,046 \text{ м}^2, l_{\pi} = 0,78 \text{ м}, \\ R_{\pi} &= 16 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (16)$$

Из выражения (16) очевидно, что контур под- магничивания имеет малую постоянную интегри- рования и, следовательно, низкое быстродействие по сравнению с таковым в основном контуре. С этим обстоятельством, а также с тем, что на пове- дение контура оказывают сильное воздействие па- раметры индукции $B(t)$, приходится считаться в полной мере.

Из рис. 6 видно также, что не менее существен- ными являются характеристики (13) и (15), полу- чающиеся в силу конструкции ДГР как сумма $F^+(B, B_{\pi})$ и разность $F^-(B, B_{\pi})$ смещенных в разные

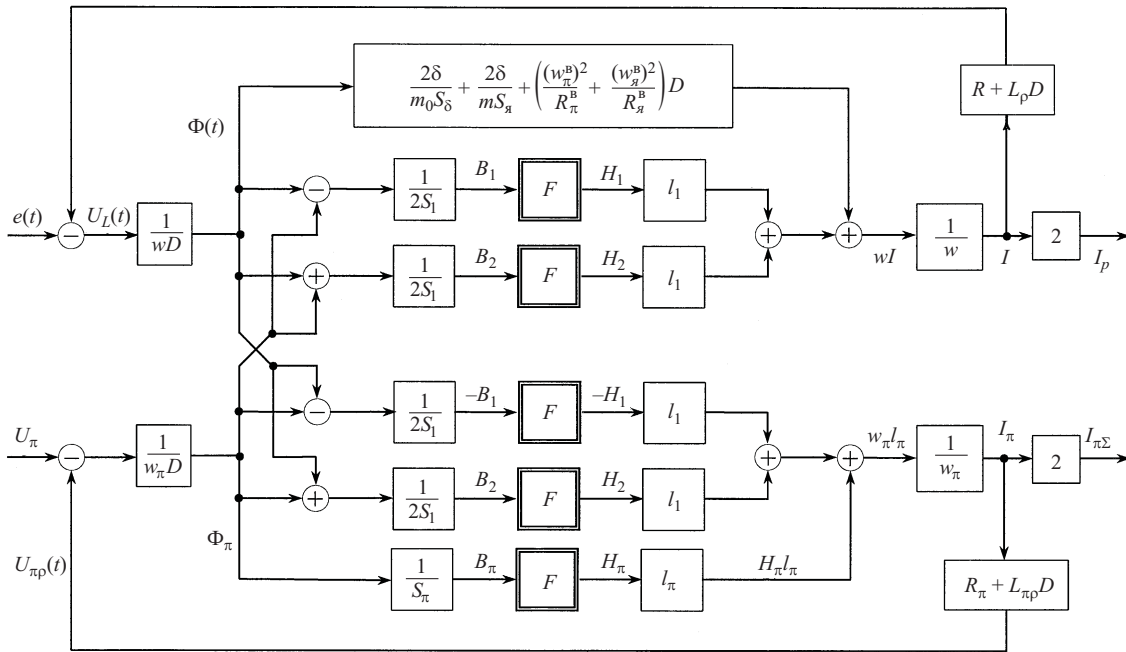


Рис. 5. Структурная модель причинно-следственных связей в дугогасящем реакторе с подмагничиванием конструкции ЦКБ НПО Энергормонт

стороны характеристик $F(B \pm B_\pi)$. Величина B_π смещения, как уже говорилось ранее, управляется контуром подмагничивания при помощи напряжения U_π . Полученные результаты (12) – (15), представленные на рис. 6, дают ясное представление о процессах формирования индуктивности в основном контуре и степени воздействия основного контура на вспомогательный. Коэффициент $K_{\delta ж}$ на рис. 6 равен

$$\begin{aligned}
 K_{\delta ж} &= K_{\delta ж}(D) = K_\delta(1 + \tau_{ж}D); \\
 K_\delta &= 2S_1 w^2 (l_1 L_\delta)^{-1}; L_\delta = w^2 \mu_0 S_\delta / \delta; \\
 \tau_{ж} &= L_\delta g_{ст},
 \end{aligned}
 \tag{17}$$

где μ_0 – магнитная проницаемость воздушного зазора; $g_{ст}$ – эквивалентная активная проводимость магнитопровода на промышленной частоте ω характеризует минимальную линейную индуктивность ДГР, обусловленную наличием воздушного зазора δ с площадью сечения S_δ , наличием $g_{ст} \neq 0$ и контролируемую по значению тока при сборке и монтаже ДГР.

Отличительными особенностями являются:

низкое быстродействие перестройки индуктивности основного контура из-за медленности вспомогательного контура, которое, по-видимому, можно повышать различными способами;

сильное возмущающее воздействие амплитуды B_m в (15) на уставку B_π заданного значения индуктивности при помощи напряжения U_π . Динамика и статика контура нулевой последовательности сети (КНПС) с рассматриваемым ДГР существенно усложняются и требуются специальные методы

исследования и способы их стабилизации при построении всережимных автокомпенсаторов.

Нелинейные дифференциальные уравнения для управляемого контура нулевой последовательности сети. Трудности анализа нелинейных цепей со сталью и, в частности, ДГР с подмагничиванием в значительной степени связаны с отсутствием достаточно простой и корректной математической модели. Далее предлагаются необходимые модели ДГР с подмагничиванием в составе КНПС.

Структура логических связей в КНПС в режиме однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) с параллельным включением рабочих обмоток ДГР изображена на рис. 6. Все добавленные элементы имеют следующий смысл. Напряжение $e(t)$ смещения нейтрали – результат воздействия оператора $1/S(D)$ на ток $I_s(t) = I_0(t) - 2I(t) + \theta(t)$, т.е. $e(t) = S^{-1}(D)I_s(t)$ или $S(D)e(t) = I_s(t)$, где $S(D)$ – оператор изоляции, равный $CD + g$, где C и g – суммарные емкость и активная проводимость токоведущих частей сети относительно земли; $D = d/dt$ – оператор дифференцирования; $I_0(t)$ – ток ОЗЗ, равный $I_0(t) = g_0 U_0(t)$ при ОЗЗ через переходное сопротивление $R_0 = g_0^{-1}$ и $I_0(t) = G(U_0(t))$ при дуговом ОЗЗ, где $G(U_0)$ является вольт-амперной характеристикой дугового промежутка.

Если пренебречь падением напряжения от нулевой точки нейтрали сети до места ОЗЗ, то $U_0(t) \equiv U_3(t)$ и совпадает с напряжением поврежденной фазы, равным разности ЭДС $E_3(t) = E_m \cos(\omega t + \varphi_3)$ поврежденной фазы и напряжения $e(t)$, где E_m и φ_3 – амплитуда и фаза ЭДС. Коэффици-

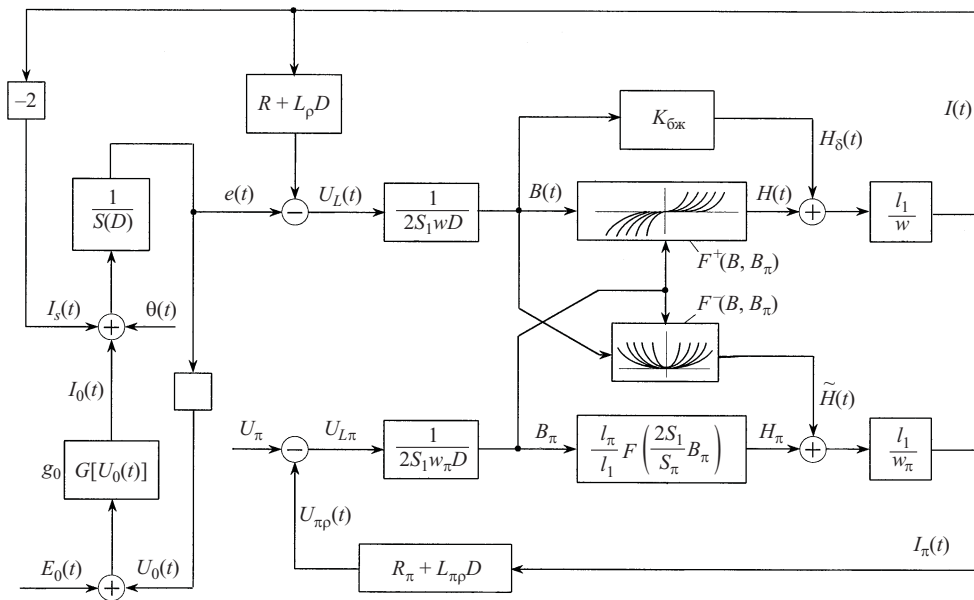


Рис. 6. Схема КНПС и преобразованного ДГР с источником управляемого подмагничивания

коэффициент передачи с цифрой 2 учитывает удвоение рабочего тока $I(t)$ одной из двух боковых вставок ДГР, одинаковых по геометрическим размерам и протекающим в них процессам.

Математическое описание процессов в сетевой изоляции и в ДГР с подмагничиванием, доставляемое моделью на рис. 6, приводит к следующим нелинейным дифференциальным уравнениям:

$$I_{\sigma}(t) = \theta + I_0(t); I_0(t) = G[U_0(t)];$$

$$U_0(t) = E_0(t) - e(t); \tag{18}$$

$$(2S_1 w)^{-1} e(t) = DB(t) + \varepsilon(1 + \tau D)\{K_{\delta}(1 + \tau_{ж} D) + F^+[B(t), B_{\pi}(t)]\}; \tag{19}$$

$$K_{\delta} L(D)B(t) + M(D)F^+[B(t), B_{\pi}(t)] = w l_1^{-1} I_{\sigma}(t);$$

$$L(D) = a_0 D^3 + a_1 D^2 + a_2 D + a_3,$$

$$M(D) = b_0 D^2 + b_1 D + b_2; \tag{20}$$

$$2S_1 w_{\pi} D B_{\pi}(t) = U_{\pi}(t) - (1 + \tau_{\pi} D)\{\xi_{\pi} F^+[\eta B_{\pi}(t)] + \xi F^-[B(t), B_{\pi}(t)]\}, \tag{21}$$

где $\varepsilon = R l_1 (w^2 \cdot 2S_1)^{-1}$; $\xi = R_{\pi} l_1 w_{\pi}^{-1}$; $\xi_{\pi} = R_{\pi} l_{\pi} w_{\pi}^{-1}$;

$$\tau = L_{\rho} R^{-1}; \quad \tau_{\pi} = L_{\pi \rho} R_{\pi}^{-1}; \tag{22}$$

$$a_0 = \tau_{ж} L_{\rho} C; a_1 = (L_{\delta} + L_{\rho})C + \tau_{ж}(RC + L_{\rho} g);$$

$$a_2 = RC + (L_{\delta} + L_{\rho})g + \tau_{ж}(2 + Rg); a_3 = 2 + Rg; b_0 = L_{\rho} C;$$

$$b_1 = RC + L_{\rho} g; b_2 = 2 + Rg; \eta = 2S_1 S_{\pi}^{-1}. \tag{23}$$

Остальные координаты и параметры описаны ранее и ясны из рассмотрения схемы на рис. 6.

Дадим краткую характеристику входящих в систему уравнений (18) – (23) элементов. Наблюдае-

мыми координатами являются напряжения $e(t)$ и $U_{\pi}(t)$, ненаблюдаемыми – токи $I_0(t)$, $I_{\sigma}(t)$. К ненаблюдаемым координатам следует отнести также $E_0(t)$ и $U_0(t)$, если место ОЗЗ находится в обмотке нагрузки: на схеме рис. 6 $E_0(t)$ тогда является напряжением между нулевой точкой сети и местом ОЗЗ; $U_0(t)$ – напряжением между точкой пробоя изоляции, например, статорной обмотки двигателя и его корпусом (землей). Наблюдаемыми координатами будут также рабочий ток $2I(t)$ ДГР и ток $I_{\pi}(t)$ подмагничивания, функционально связанные с ненаблюдаемыми координатами $B(t)$ и $B_{\pi}(t)$ в форме

$$I(t) = l_1 w^{-1} \{F^+[B(t), B_{\pi}(t)] + K_{\delta ж}(D)B(t)\}; \tag{24}$$

$$I_{\pi}(t) = l_1 w_{\pi}^{-1} F^+[\eta B_{\pi}(t)] + l_{\pi} w_{\pi}^{-1} F^-[B(t), B_{\pi}(t)]. \tag{25}$$

Из выражения (25) видно, что ток подмагничивания существенно искажается перекрестной связью $B \rightarrow I_{\pi}$ (см. рис. 6). В самом деле, нелинейность $F^-(B, B_{\pi})$, имея ярко выраженный выпрямительный эффект, непрерывно порождает постоянную составляющую в токе $I_{\pi}(t)$, пропорциональную амплитуде B_m индукции $B(t)$. В этой связи заданный ток подмагничивания меняется с изменением огибающей $B(t)$, что приводит к трудностям удержания индукции B_{π} на заданном уровне. Все параметры, кроме $R, R_{\pi}, L_{\delta}, w, w_{\pi}, \delta$ и некоторых геометрических размеров ДГР, оказываются в данном случае ненаблюдаемыми, но прогнозируемыми по экспериментальным данным.

Полученная математическая модель (18) – (21) при необходимости может быть доведена до оптимальной средствами многопараметрической идентификации [5]. Медленно меняющимися координатами на рис. 6 являются $U_{\pi}, B_{\pi}, H_{\pi}$, остальные

координаты – это колебания с промышленной частотой или близкими к ней. Из физических соображений ясно также, что при малых индуктивностях рассеяния $L_p \approx 0$, $L_{\pi p} \approx 0$ и малом активном сопротивлении $R \approx 0$ рабочей обмотки параметры τ , τ_π , ε стремятся к нулевым значениям. Это обстоятельство следует использовать для упрощения модели (19) – (23). С учетом сказанного она приводит к виду

$$e(t) = 2S_1 w DB(t); \quad (19a)$$

$$K_\delta [L_\delta CD^2 + (L_\delta g + 2\tau_{ж})D + 2]B(t) + 2F^+[B(t), B_\pi(t)] = wI_1^{-1}I_\sigma(t); \quad (20a)$$

$$2S_1 w_\pi DB_\pi(t) = U_\pi(t) - \xi_\pi F[\eta B_\pi(t)] + \xi F^-[B(t), B_\pi(t)]. \quad (21a)$$

В модели (18), (19a) – (21a) устранены малосущественные элементы системы (19) – (23), но определяющие нелинейные зависимости F , F^\pm остались без изменений. Будем использовать далее именно эту модель (18), (19a) – (21a) в качестве исходной, отдавая отчет, что более тонкую структуру решений можно восстановить разложением исходных решений в ряды по степеням соответствующего малого параметра.

Исследованию уравнений, подобных (20a) – (21a), посвящена работа [6] (см. также библиогр. к ней). Однако эти работы, хотя и представляют некоторый интерес, для исследования же нелинейных резонансов КНПС не подходят из-за отсутствия необходимой конструктивности. В этой связи развивается иной подход к анализу подобных систем, основываясь на разделении электромагнитных процессов по частотам [4] (см. § 2.4). Наиболее существенную часть полученной математической модели (18), (19a) – (21a) необходимо конкретизировать далее с учетом особенностей функционирования сети [4].

В нормальном режиме работы сети (назовем его режимом A) отсутствуют ОЗЗ, $I_0(t) \equiv 0$ и, следовательно, в (18) сохраняется только ток $\theta(t) = \theta_m \cos(\omega t + \nu)$ естественной и (или) искусственной несимметрии, где θ_m – амплитуда; ν – фаза; ω – частота тока $\theta(t)$. Поэтому основное нелинейное уравнение (19) в режиме A преобразуется к виду

$$(D^2 + 2\sigma_A D + \Omega_\delta^2)B(t) + I_1(S_1 w^2 C)^{-1} F^+[B(t), B_\pi(t)] = (2S_1 w C)^{-1} \theta(t); \quad (26)$$

$$\sigma_A = gC^{-1} + 2\tau_{ж}(L_\delta C)^{-1};$$

$$\Omega_\delta^2 = 2(L_\delta C)^{-1}.$$

В режиме ОЗЗ сети через некоторое переходное сопротивление $R_0 = g_0^{-1}$ (назовем его режимом B) ток несимметрии $\theta(t)$ уже не играет существенной роли по сравнению с током $I_0(t) = I_{OЗЗ}(t)$ и им можно пренебречь. В режиме B основное уравнение (19) заменяется уравнением

$$(D^2 + 2\sigma_B D + \Omega_\delta^2)B(t) + I_1(S_1 w^2 C)^{-1} \times \\ \times F^+[B(t), B_\pi(t)] = (2S_1 w C)^{-1} g_0 E_0(t); \\ \sigma_B = (g + g_0)C^{-1} + 2\tau_{ж}(L_\delta C)^{-1}; \\ E_0(t) = E_m^0 \cos(\omega t + \varphi_0), \quad (27)$$

где E_m^0 и φ_0 – амплитуда и фазовый сдвиг ЭДС, возникающей между нулевой точкой сети и местом ОЗЗ.

В режиме дугового ОЗЗ сети (назовем его режимом C) вырабатываются короткие мощные импульсы тока $I_0(t)$ пробоя изоляции в месте ОЗЗ. Эти импульсы формально отображаются в [4] последовательностью дельта-функций $\delta(t - t_i)$, $i = 1, N$, а именно:

$$I_0(t) = \sum_{i=1}^N q(t) D1(t - t_i) = \\ = C \sum_{i=1}^N U_0(t_i) \delta(t - t_i), \quad N \geq 1. \quad (28)$$

При этом скачки перезаряда $q(t) = CU_0(t)$ фазных емкостей сети дифференцируются в моменты $t = t_i$ ($i = 1, N$) пробоев и таким образом создаются указанные в (28) импульсы тока. В режиме C основное нелинейное уравнение (19) может быть записано в форме

$$(D^2 + 2\sigma_A D + \Omega_\delta^2)B(t) + I_1(S_1 w^2 C)^{-1} F^+[B(t), B_\pi(t)] = \\ = (2S_1 w)^{-1} \sum_{i=1}^N U_0(t_i) \delta(t - t_i); \quad N \geq 1. \quad (29)$$

Отметим характерные общие свойства выведенных уравнений. Медленный характер изменения во времени координаты $B_\pi(t)$ приводит к слабой зависимости уравнений (26), (27), (29) от друг-их. Поэтому координата $B_\pi(t)$ воспринимается константой $B_\pi(t) = B_\pi$ и выполняет роль управляемого параметра. По этой же причине быстрые изменения во времени $B(t)$ не проходят на выход $B_\pi(t)$ контура подмагничивания (рис. 6). Однако в силу выпрямительного эффекта нелинейности $F^-(B, B_\pi)$ огибающая в форме $B_m(t)$ индукции $B(t)$ порождает среднюю по скорости изменения во времени неколебательную составляющую.

И, наконец, нелинейным дифференциальным уравнениям (21a), (26), (27), (29) необходимо придать ясную инженерную интерпретацию на основе разделения процессов по частотам [4]. С этой целью их решения следует расщепить на колебатель-

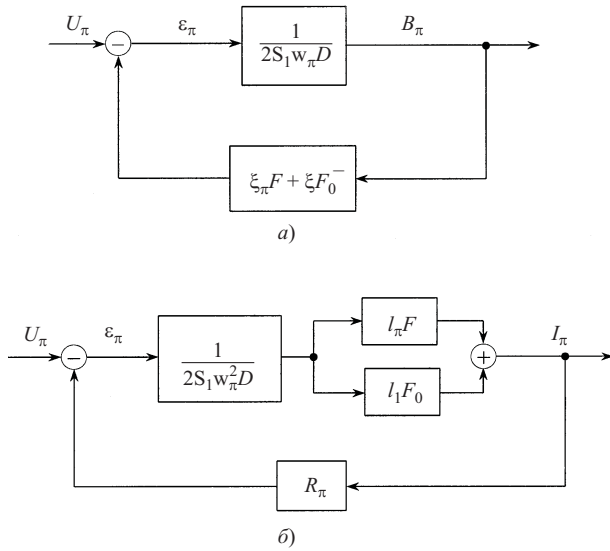


Рис. 7. Структурная модель цепи подмагничивания ДГР

ные $B_n(t)$ ($n = 1, 2, 3, \dots$) и неколебательную $B_0(t)$ составляющие единого временного процесса

$$B(t) = \sum_{n=0}^{\infty} B_n(t) = B_0(t) + \sum_{n=0}^{\infty} B_n^m(t) \cos[n\omega t + \varphi_n^B(t)]; \quad (30)$$

$$B_n^m = (B_{cn}^2 + B_{sn}^2)^{1/2}; \quad \varphi_n^B = \arctg(B_{sn} B_{cn}^{-1}),$$

где $B_n^m = B_n^m(t)$, $B_{qn} = B_{qn}(t)$; $q = c, s$; $\varphi_n^B = \varphi_n^B(t)$; $n = 1, 2, \dots$, а $B_0(t)$ является скользящим средним

$$B_0(t) = T^{-1} \int_{t-T}^t B(\tau) d\tau.$$

Составляющие $B_n(t)$ в (30) при $n > 1$ в достаточной мере ослабляются резонансным контуром, так что целесообразно использовать аппроксимацию $B(t)$ вида

$$B(t) \approx B_0(t) + B_m(t) \cos[\omega t + \varphi_B(t)]; \quad B_m(t) = B_1^m(t), \quad \varphi_B(t) = \varphi_1^B(t). \quad (31)$$

Подставляя (31) в нелинейности $F^\pm [B(t), B_\pi]$ уравнений (21а), (26), (27), (29), приближая их суперрядами Фурье [4] (см. гл. 2) и ограничиваясь только ведущими составляющими нелинейных процессов, получим:

$$F^\pm [B(t), B_\pi] \approx F_0^\pm [B_m(t), B_\pi + B_0(t)] + F_1^\pm [B_m(t), B_\pi + B_0(t)] \cos(\omega t + \varphi_B(t)), \quad (32)$$

где

$$F_v^\pm [B_m(t), B_\pi + B_0(t)] = F_v^\pm [B_m(t), B_\pi + B_0] \{B_m(t), B_0(t)\}, \quad v = 0, 1$$

являются суперпозициями основных и вспомогательных функций [4], а параметрические [4] коэффициенты Фурье равны

$$F_0^\pm (B_m, B_\pi + B_0) = \frac{1}{T} \int_0^T F^\pm [B(t), B_\pi] dt; \quad (33)$$

$$F_1^\pm (B_m, B_\pi + B_0) = \frac{2}{T} \int_0^T F^\pm [B(t), B_\pi] \cos(\omega t + \varphi_B) dt.$$

С учетом указанного структуры моделей медленных процессов в контуре подмагничивания $U_\pi \rightarrow B_\pi$ можно представить в виде схем на рис. 7. Схема на рис. 7, а является системой передачи $U_\pi \rightarrow B_\pi$ с переменным коэффициентом обратной связи, в то время как схема на рис. 7, б – системой передачи $U_\pi \rightarrow I_\pi$ с постоянным коэффициентом обратной связи. Поэтому среднее значение тока I_π подмагничивания в установившемся режиме всегда равно $U_\pi R_\pi^{-1}$. Наиболее же существенная координата B_π менее предсказуема, так как является решением алгебраического уравнения

$$U_\pi^{-1} = \xi_\pi F(\eta B_\pi) + \xi F_0^-(B_m, B_\pi + B_0). \quad (34)$$

Принимая во внимание (31) – (33), уравнениям (26), (27), (29) нетрудно поставить в соответствие систему разделенных по частотам $n = 0, 1$ уравнений, а именно:

для режима А

$$(D^2 + 2\sigma_A D + \Omega_\delta^2) B_0(t) + l_1 (S_1 w^2 C)^{-1} F_0^+ [B_m(t), B_0(t), B_\pi] = 0; \quad (35)$$

$$[D^2 + 2\sigma_A D + \Omega^2(t, B_\pi)] B_1(t) = (2S_1 w C)^{-1} \theta(t); \quad (36)$$

для режима В

$$(D^2 + 2\sigma_B D + \Omega_\delta^2) B_0(t) + l_1 (S w C)^{-1} F_0^+ [B_m, B_0, B_\pi] = 0; \quad (37)$$

$$[D^2 + 2\sigma_B D + \Omega^2(t, B_\pi)] B_1(t) = (2S_1 w C)^{-1} g_0 E_0(t); \quad (38)$$

для режима С

$$(D^2 + 2\sigma_A D + \Omega_\delta^2) B_0(t) + l_1 (S_1 w^2 C)^{-1} F_0^+ [B_m, B_0, B_\pi] = 0; \quad (39)$$

$$[D^2 + 2\sigma_A D + \Omega^2(t, B_\pi)] B_1(t) = (2S_1 w)^{-1} \sum_{i=1}^N U_0(t_i) \delta(t - t_i). \quad (40)$$

Квадрат собственной частоты Ω^2 КНПС во всех трех режимах равен

$$\Omega^2(t, B_\pi) = \Omega^2 [B_m(t), B_0(t), B_\pi] = [L_{\text{ЭКВ}}(t, B_\pi) C]^{-1}; \quad (41)$$

$$L_{\text{ЭКВ}}(t, B_\pi) = L_{\text{ЭКВ}} [B_m(t), B_0(t), B_\pi] = L_{\text{ж}}(t, B_\pi) L_\delta [L_\delta + L_{\text{ж}}(t, B_\pi)]^{-1};$$

$$L_{ж}(t, B_{\pi}) = L_{ж}[B_m(t), B_0(t), B_{\pi}] = B_m \omega^2 S_1 l_1^{-1} / F_1^+ [B_m(t), B_0(t), B_{\pi}]. \quad (42)$$

Таким образом, получены простые дифференциальные уравнения (35) – (42), основной параметр которых управляется подмагничиванием. Используя уравнения (36), (38), (40), можно исследовать: явление скачкообразного резонанса, эффект саморегулирования от внутренних связей в ДГР, а также рекомендации по применению в сетях ДГР с подмагничиванием.

Скачкообразный резонанс и процессы управления компенсацией емкостных токов при замыкании фазы через активное сопротивление. Одним из полезных свойств сети с резонансным заземлением нейтрали является минимизация тока ОЗЗ через переходное сопротивление $R_0 = 1/g_0$, которое может меняться в широких пределах: от металлического ОЗЗ до нескольких (иногда это десятки) килоом. Опубликованные работы на эту тему не освещают должным образом вопросы, связанные с управлением процессами компенсации емкостных токов. В этой связи предпринята попытка проанализировать поведение КНПС, оснащенного ДГР с подмагничиванием в режиме B на основе полученных уравнений.

Известные подходы к изучению скачкообразного резонанса [6 – 9] не учитывают специфики задач автокомпенсации емкостных токов. Поэтому изложим сначала методику решения подобных задач с учетом указанной специфики. Решением $B_1(t)$ уравнения (38) является колебательная функция (31) с промышленной частотой ω . Амплитуда в форме огибающей $B_m(t)$ и фаза $\varphi_B(t)$ индукции $B_1(t)$, хотя и зависят от времени, но скорости их изменения оказываются значительно меньшими частоты ω . Вследствие этого собственная частота Ω КНПС в пределах $[\Omega_{\min}, \Omega_{\max}]$ становится также медленно меняющейся функцией

$$\Omega^2(t, B_{\pi}) = \Omega^2(B_m, B_0, B_{\pi}) \quad (43)$$

своих аргументов B_m, B_0, B_{π} . Причем, в задачах о периодических колебаниях $B_0(t) \equiv 0$. На основании сказанного уместно говорить об амплитуде $B_m = B_m(\omega, \Omega)$, возбуждаемой в режиме B гармоническим воздействием вида

$$E_0(t) = E_m^0 \cos(\omega t + \varphi_0), \quad (44)$$

при $\theta(t)$ в (36), равном $\theta(t) = g_0(E_0(t) - e(t))$. При неизменности ω амплитуда B_m индукции магнитопровода становится функцией частоты (43). Будем рассматривать подобные функции $B_m = f_x(\Omega^2)$ при $X = (R_0, g, C, E_m) = \text{const}$ в качестве вспомогательных резонансных графиков

$$B_m = f_x(\Omega^2) = \frac{E_m(R_0 \cdot 2S_1 \omega C)^{-1}}{[(\omega^2 - \Omega^2)^2 + (2\sigma_B \omega)^2]^{1/2}}. \quad (45)$$

На рис. 8, а пунктиром изображены эти резонансные графики (45) в функции Ω^2 при остальных фиксированных параметрах вектора X . Демпфирование $\sigma_B = (g + g_0 + g_{ст})C^{-1}$ в значительной степени определяется суммарной емкостью C сети, активным сопротивлением R_0 места ОЗЗ, а также суммарной активной проводимостью $g = \omega C d$ изоляции сети, где $d = \text{tg } \delta$ – тангенс угла потерь изоляции на частоте сети. Каждому сочетанию параметров вектора X отвечает свой резонансный график. На рис. 8, а при построении графиков варьируется $R_0 = 2, 40, 70, 100, 150, 300, 500, 1000$ Ом и т.д. при $C = 40$ мкФ, $d = 0,05$, $\omega = 100\pi$ с⁻¹, $E_m = 3500\sqrt{2}$ В, $S_1 = 0,0252$ м², $w = 251$, $g_{ст} = 0$.

Нелинейные зависимости (43) согласно излагаемому подходу изображаются в тех же самых координатах (B_m, Ω^2) при фиксированном $B_{\pi} \in [0, B_{\pi}^{\max}]$, $B_{\pi}^{\max} \leq 2$ Тл. Для каждого значения B_{π} индукции подмагничивания будет также свой график нелинейности

$$\Omega^2(B_m, B_{\pi}) = \Omega_y^2(B_m) \Big|_{y=B_{\pi}}, B_m \in [0, B_m^{\max}]. \quad (46)$$

На рис. 8, а эти графики нанесены сплошными линиями с фиксированными величинами $B_{\pi} \in [0,8; 1,8]$ Тл. Полученные таким образом графики дают исчерпывающую картину резонансных явлений в КНПС. Так, для построения основной резонансной характеристики $B_m(B_{\pi})$ на частоте ω достаточно считать B_m и B_{π} в точках пересечения изображенных графиков (45) и (46). На рис. 8, б представлены результаты такого считывания в форме определяющей резонансной характеристики

$$B_m = f^0(B_{\pi}, X) = f_x^0(B_{\pi}); X = \text{const}. \quad (47)$$

Методическая новизна подхода состоит не только в понимании механизма зарождения скачков резонанса (рис. 8, б) при изменении B_{π} , но и в возможности построения столь же простыми средствами фазовых

$$\begin{aligned} \varphi_x^0(B_{\pi}) &= \varphi[f_x^0(B_{\pi}), B_{\pi}] = \\ &= \text{arctg} \frac{\Omega^2[f_x^0(B_{\pi}), B_{\pi}] - \omega^2}{2\omega\sigma_B} - \frac{\pi}{2} \end{aligned} \quad (48)$$

и частотных

$$\Omega_0^2(B_{\pi}, X) = \Omega^2[f^0(B_{\pi}, X), B_{\pi}] \quad (49)$$

характеристик КНПС. При этом пары связанных значений B_m, B_{π} берутся из графика основной резонансной характеристики (47). Фазовые (48) и частотные (49) характеристики также изображены на

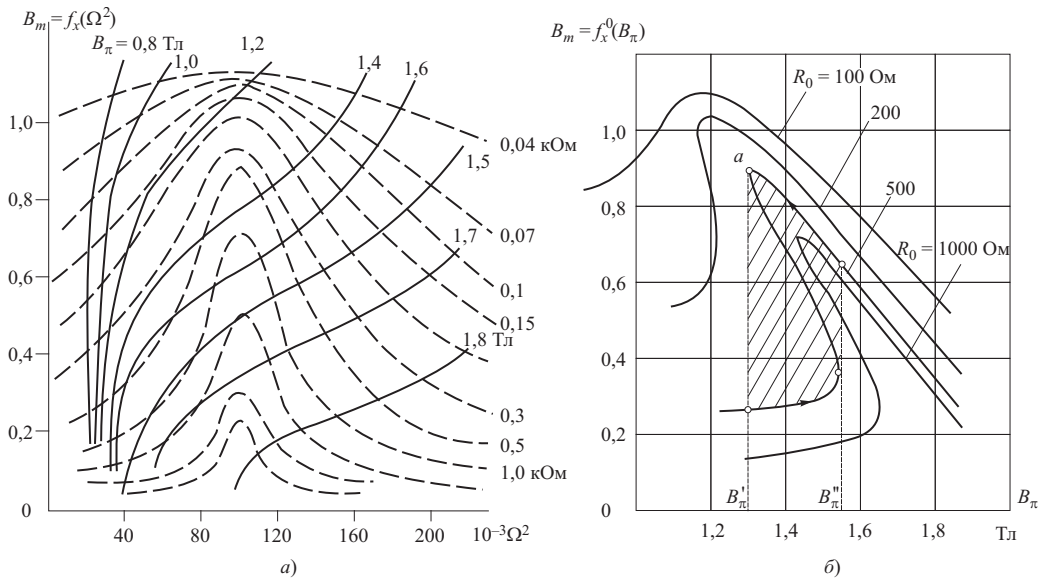


Рис. 8. К методике расчета резонансных кривых для КНПС и ДГР с подмагничиванием:

a – вспомогательные, $B_m = f_x(\Omega^2)$; *б* – основные нелинейные характеристики, поясняющие возникновение скачкообразного резонанса, $B_m = f_x^0(B_\pi)$

рис. 9. Смысл расчетов с математической точки зрения сводится к решению системы нелинейных алгебраических уравнений (43), (45) при каждом фиксированном значении B_π . Зависимости (48), (49) при этом вычисляются попутно. В распоряжении оказываются, таким образом, амплитудные (47), фазовые (48) и частотные (49) закономерности, наблюдаемые в КНПС с данным типом ДГР. Совокупность таких характеристик является исходным материалом для анализа и синтеза систем автокомпенсации токов ОЗЗ.

Согласно [4] установившаяся составляющая тока $I_0(t) = g_0 U_3(t)$ ОЗЗ с учетом (49) определяется из уравнения

$$[D^2 + 2\sigma_B D + \Omega_0^2]U_3(t) = V_3(t);$$

$$V_3(t) = [(\Omega_0^2 - \omega^2)E_3(t) + 2\sigma_B D E_3(t), \quad (50)$$

где собственная частота КНПС $\Omega_0^2 = \Omega_0^2(B_\pi, X)$ (см. **рис. 9**). Более простое выражение для тока записывается в виде

$$I_0(t) = M[(\Omega_0^2 - \omega^2)\cos(\omega t + \varphi_3 + \varphi_0) - 2\sigma_B \omega \sin(\omega t + \varphi_3 + \varphi_0)]; \quad (51)$$

$$M = M[\Omega_0^2(B_\pi, X)] = g_0 E_m / \sqrt{(\Omega_0^2 - \omega^2)^2 + (2\sigma_B \omega)^2}; \quad (52)$$

$$\varphi_x^0(B_\pi) = \arctg \frac{\Omega_0^2 - \omega^2}{2\sigma_B \omega} - \frac{\pi}{2}. \quad (53)$$

Если собственная частота Ω_0 контура под действием индукции подмагничивания B_π станет рав-

ной частоте ω , то остаточный, активный ток достигает предельного минимума.

Из **рис. 9** следует, что этот идеальный результат компенсации емкостных токов реализуется в критической точке *a*, являющейся по сути точкой бифуркации – резкого изменения поведения при достаточно малых флуктуациях параметров. К таковым относятся также и параметры естественного тока несимметрии [4]. Поэтому возникает проблема удержания от скачка резонанса оптимальной точки (B_m^0, B_π^0) , где $B_m^0 = f_x^0(B_\pi^0)$, $B_\pi' \leq B_\pi^0 < B_\pi''$, в установившемся режиме и при подходе к нему. Последнее, как известно [4], осуществляется адаптивным контуром при помощи управляемой индукции подмагничивания ДГР. Согласно **рис. 8** эта проблема не разрешается из-за скачков резонанса при сопротивлениях R_0 ОЗЗ примерно от 0,2 кОм и выше.

После каждого скачка резонанса вниз из точки $[f_x^0(B_\pi' + \varepsilon), B_\pi' + \varepsilon]$, $\varepsilon \rightarrow 0$ в точку $[f_x^0(B_\pi' - \varepsilon), B_\pi' - \varepsilon]$, $\varepsilon \rightarrow 0$ (см. заштрихованную область на **рис. 8, б**) КНПС практически мгновенно становится расстроенным. Ток (51) в месте ОЗЗ скачком возрастает от минимально возможного в точке $[f_x^0(B_\pi^0), B_\pi^0]$, $B_\pi' < B_\pi^0 \leq B_\pi''$, в точке оптимума *a* до некоторого максимального (51) в точке $[f_x^0(B_\pi' - \varepsilon), B_\pi' - \varepsilon]$, $\varepsilon \rightarrow 0$. В формуле (51) Ω_0^2 рассчитывается при этом по формуле (49) в указанной точке или берется из графика на **рис. 9**.

Под действием адаптивного контура индукция подмагничивания B_π начнет возрастать и движение рабочей точки по нижней ветви резонансной характеристики произойдет в направлении стрелки на **рис. 8, б** до следующего скачка резонанса, но

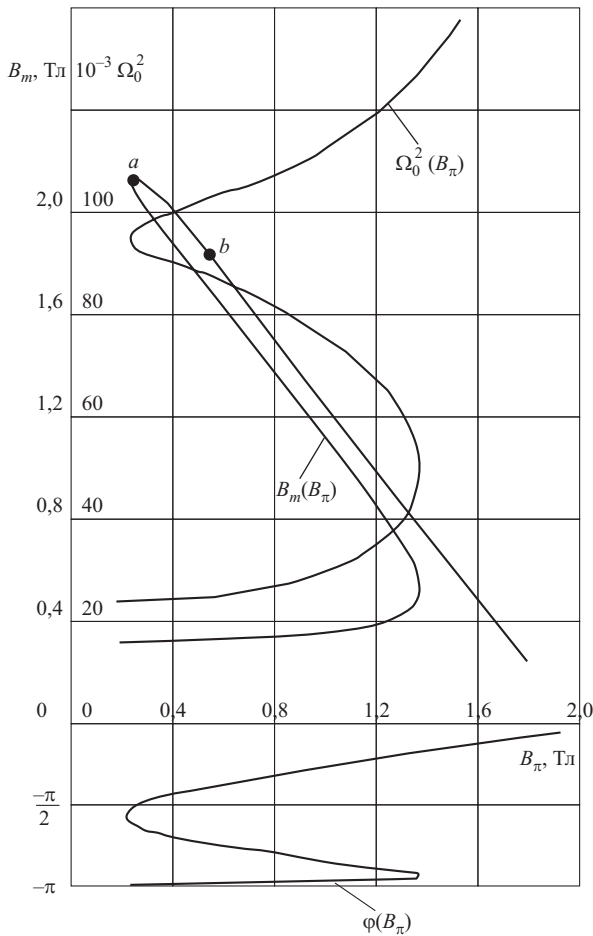


Рис. 9. Амплитудные, фазовые и частотные характеристики КНПС и ДГР с подмагничиванием

уже вверх из точки $[f_x^0(B_\pi - \varepsilon), B_\pi - \varepsilon]$, $\varepsilon \rightarrow 0$ в точку $[f_x^0(B_\pi + \varepsilon), B_\pi + \varepsilon]$, $\varepsilon \rightarrow 0$. Вследствие этого рабочая точка будет двигаться по верхней ветви указанной характеристики до точки $[f_x^0(B_\pi^0); B_\pi^0]$, оптимума *a* (рис. 8, б). Так заканчивается цикл и затем все повторяется.

Происходит параметрическое возбуждение КНПС совместно с адаптивным контуром на частоте автоколебаний. Их частота определяется временами движения рабочей точки по нижней и верхней ветвям возникающей гистерезисной нелинейности. С ростом R_0 величина гистерезиса увеличивается.

Описанный дефект ДГР с подмагничиванием носит принципиальный характер и неустраним при высокоомном состоянии нейтрали. Из рис. 8 видно, что примерно при $R_0 \leq 100$ Ом скачков резонанса не возникает и, следовательно, ДГР с подмагничиванием нормальным образом реализует свои возможности. В [1 – 3, 10] приводятся характеристики снижения тока I также при металлическом ОЗЗ, т.е. при $R_0 \approx 0$, что согласно рис. 8 и 9 явно недостаточно для иллюстрации эффективности ДГР с подмагничиванием. Такой же резуль-

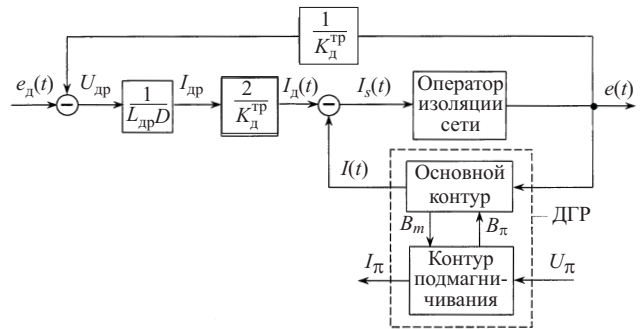


Рис. 10. Структурная модель ДГР с подмагничиванием в составе искусственного КНПС:

$K_D^{TP} = w/w_d$; $D = d/dt$ – оператор дифференцирования; оператор изоляции сети $S(D) = (CD + g)^{-1}$

тат можно получить во всех случаях, если решиться на искусственное снижение добротности КНПС. Однако указанное снижение добротности, как известно [4], приводит: во-первых, к резкому снижению эффективности резонансного заземления при дуговых ОЗЗ (из-за быстрого восстановления напряжения на поврежденной фазе); во-вторых, к резкому возрастанию остаточного тока ОЗЗ (51) за счет добавления к множителю ωCd искусственно вводимой проводимости $g_{иск}$ (обеспечивающей снижение добротности КНПС); в-третьих, к низкоомности режима заземления нейтрали в целом.

Сеть с низкоомной нейтралью оказывается всегда более опасной из-за больших токов через низкоомный ДГР и ослабленные элементы изоляции, особенно при неправильном выборе поврежденной фазы и более сложных видах ОЗЗ. Аналогичные недостатки присущи всем техническим решениям, в которых резонансное заземление сети сочетается с противотключением через дополнительную низковольтную обмотку ДГР. Низкоомность нейтрали в них создается тем, что ДГР шунтируется низким сопротивлением низковольтной сети.

Для сохранения высокоомности компенсирующих аппаратов возможен другой подход. Он состоит в отказе от оптимальности компенсации путем перемещения рабочей точки на пологий участок резонансной кривой в точку *b* (см. рис. 9). При этом решаются сразу все задачи управления компенсацией в указанном режиме, но платой является увеличение в режиме *B* остаточного тока $I_{ост}(t) = I_{ост}^m \cos(\omega t + \varphi_{ост})$. В режиме *C* также можно ожидать снижения эффективности дугогашения при однократных ОЗЗ.

Экспериментальные исследования ДГР с подмагничиванием в составе контура нулевой последовательности сети. Идея плавного регулирования эквивалентной индуктивности L , связывающей напряжение $e(t)$ на рабочей обмотке ДГР и

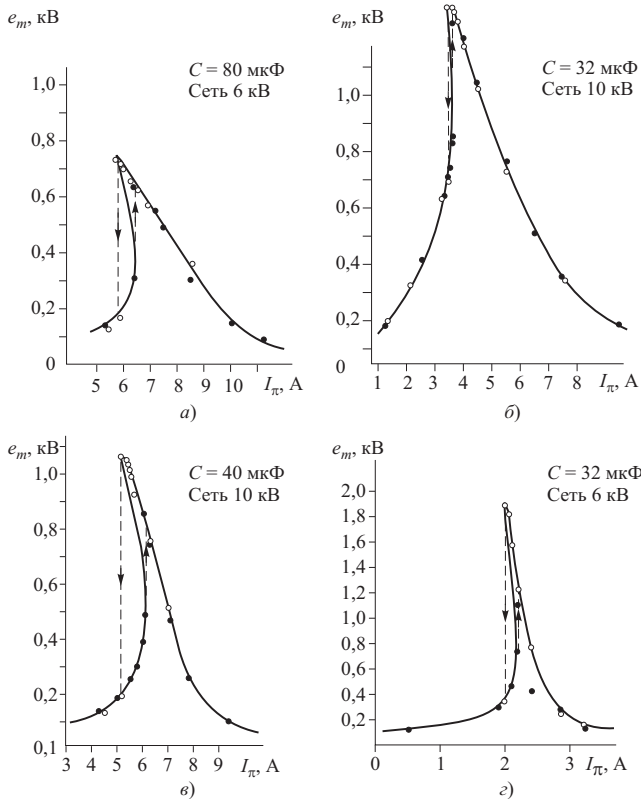


Рис. 11. Экспериментально снятые амплитудные характеристики дугогасящего реактора с подмагничиванием в составе контура нулевой последовательности сети с токами однофазных замыканий на землю 87,96 А (а); 60,32 А (б); 75,36 А (в); 35,17 А (г)

ток $I(t)$ через нее, хорошо известна и состоит в плавном изменении ненаблюдаемых координат магнитного потока Φ_π и соответствующей ему индукции B_π при помощи наблюдаемых координат напряжения U_π и тока I_π (см. рис. 6).

Укрупненная структура ДГР (см. рис. 10) содержит основной контур ($e \rightarrow I$) и вспомогательный контур ($U_\pi \rightarrow I_\pi$) – контур подмагничивания, управляемая индукция B_π которого определяет индуктивность основного контура и ДГР.

Поверх рабочей обмотки каждой вставки намотана дополнительная обмотка с числом витков $w_d = 25$ (на рис. 2 она не показана), предназначенная, вообще говоря, для компенсации активной составляющей (КАС) в задаче полного подавления дуговых ОЗЗ. Дозированное воздействие КАС осуществляется в ДГР данного типа вспомогательным низковольтным дросселем D_r с тиристорными средствами управления индуктивностью от $L_{др} = 5,26$ мГн в сторону ее увеличения. В данной работе средства КАС используются для исследования скачкообразного резонанса в контуре нулевой последовательности сети (КНПС).

Описанный ДГР с подмагничиванием и его средства КАС позволяют промоделировать пове-

дение ДГР в составе КНПС, максимально приближенного к реальным условиям сети. Эти модельные испытания следует, по-видимому, проводить и в заводских условиях на стадии получения всех стандартных характеристик ДГР. На рис. 10 приведена схема таких испытаний ДГР, не зашунтированного низкоомным сопротивлением испытательной сети, как это имеет место в работах на эту тему.

Дополнительным источником $e_d(t)$ возбуждения КНПС (см. рис. 10) является линейное напряжение сети 380 В. Это напряжение в сочетании с напряжением $e(t)/K_d^{TP}$ смещения нейтрали (пересчитанного в низковольтную цепь дополнительной обмотки) дает напряжение $U_{др}$ на дросселе D_r , а ток $I_{др}(t)$ воздействует на высоковольтные цепи в виде тока $I_d(t) = 2I_{др}/K_d^{TP}$. В конкретных условиях испытательной установки 6, 10 кВ амплитуды тока и напряжений равны: $I_{др}^m \leq 325$ А, $U_{др}^m \leq 380 \cdot \sqrt{2}$ В,

$e_d^m = 380$ В. Амплитуда e_d^m может изменяться при необходимости. Изменяя наблюдаемое значение I_π тока подмагничивания при помощи U_π управляемого выпрямителя, получаем ненаблюдаемое значение индукции B_π , необходимое для плавного изменения индуктивной проводимости ДГР. В этой связи снятие резонансных характеристик КНПС и ДГР с подмагничиванием ведется в функции тока подмагничивания I_π одной вставки. Пересчет I_π в B_π и наоборот затруднен, как уже говорилось, из-за сильного перекрестного влияния переменной рабочей индукции магнитопровода с амплитудой B_m на цепи подмагничивания. Это влияние характерно для всех известных в настоящее время ДГР с подмагничиванием. Имитация активных потерь в изоляции сети осуществлялась резистором $R_{ут} = 3$ кОм, подключаемым параллельно емкости C .

На рис. 11 построены тщательно снятые резонансные характеристики ДГР в составе КНПС при различных суммарных емкостях C сети. Причем, светлые кружки соответствуют уменьшению тока подмагничивания I_π , темные кружки – увеличению I_π . Всюду наблюдается хорошо известное в общей теории колебаний нелинейное явление скачкообразного резонанса, что препятствует эффективному применению ДГР этого типа в качестве автокомпенсаторов емкостного тока. Крутые фронты (скачки) напряжений и токов, посылаемых в сеть из ДГР, могут быть источником нежелательных явлений, которые не учитываются в настоящее время и могут приводить к дополнительным перенапряжениям.

Проблема скачков резонанса несколько снижается лишь при использовании неуправляемых ДГР при ОЗЗ. Однако это противоречит эффективному применению ДГР с подмагничиванием в режимах замыканий и по этой причине они вряд ли могут конкурировать с ДГР плунжерного типа в ближайшие годы.

Работа выполнена при поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере.

Список литературы

1. *Устройство автоматической компенсации емкостных токов в промышленных сетях 35 кВ* / Дорожко Л. И., Федосов Л. Л., Божко В. М. и др. – Промышленная энергетика, 1983, № 4.
2. *Брянцев А. М.* Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной системы. – Электричество, 1986, № 2.
3. *Четырехстержневой дугогасящий реактор с подмагничиванием* / Валеев Г. С., Петров О. А. и др. – Электрические станции, 1983, № 3.
4. *Обабков В. К.* Синтез адаптивных систем управления резонансными объектами. Киев: Наукова думка, 1993.
5. *Справочник по теории автоматического управления* / Под ред. Красовского А. А. М.: Наука, 1987.
6. *Красносельский А. М.* Нелинейный резонанс в системах с запаздыванием. – Автоматика и телемеханика, 1995, № 2.
7. *Цыпкин Я. З.* Основы теории автоматических систем. М.: Наука, 1977.
8. *Попов Е. П., Пальтов И. П.* Приближенные методы исследования нелинейных автоматических систем. М.: Физматгиз, 1960.
9. *Таяси Т.* Нелинейные колебания в физических системах. М.: Мир, 1968.
10. *Компенсация емкостных токов однофазного замыкания на землю в сетях 6 кВ ССГОКа* / Петров О. А., Стасяк В. И., Валеев Г. С. и др. – Горный журнал, 1982, № 8.

Переходные соединительные муфты на напряжение 110 кВ

Ветлугаев С. С., Макаров Л. Е., Образцов Ю. В., Фурсов П. В., инженеры

ОАО ВНИИКП

В настоящее время в энергосистемах применяются различные виды кабельной арматуры, из них наиболее известны концевые и соединительные муфты, разновидностями которых для концевых муфт являются муфты кабельных вводов, а для соединительных муфт – переходные и стопорные муфты.

В настоящей статье рассмотрены вопросы конструирования и испытания специального вида соединительных муфт – переходных муфт, которые вследствие их особых функций приобрели важное значение для развития энергосистем.

В энергосистемах широко внедряются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, и в ряде случаев возникает необходимость замены старых кабельных линий, выполненных маслонаполненным кабелем (МНК) низкого давления, на кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена. Иногда такая замена связана с наличием текущих участков линии МНК. При этом потребители не всегда по экономическим или другим соображениям имеют возможность быстрой и полной замены всей длины кабельной линии на основе МНК на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, поэтому энергосистемы вынуждены менять маслонаполненный кабель по участкам (по строительным длинам). В этой связи возникает задача соединения кабелей с разнородной электрической изоляцией, которая может быть решена путем использования соединительных переходных муфт.

Решающее значение приобрела проблема соединения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и МНК при перекладке кабельных линий в Москве в связи со строительством третьего транспортно-кольца. Для решения проблемы соедине-

ния кабелей с разнородной изоляцией была разработана переходная соединительная муфта на напряжение 110 кВ.

Конструкция и электрический расчет элементов переходной соединительной муфты. Основное конструктивное отличие переходной соединительной муфты от соединительной – наличие двух разделенных камер, в одну из которых вводится специально подготовленный конец кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена, а в другую камеру – конец МНК с усиливающей изоляцией. Поэтому в качестве переходной соединительной муфты в известных зарубежных конструкциях решено было использовать муфту кабельного ввода в элегазовое устройство. Эпоксидный изолятор муфты представлял собой камеру для кабеля с пластмассовой изоляцией, а кожух кабельного ввода, в котором располагался изолятор, являлся второй камерой переходной муфты. Такая переходная соединительная муфта на напряжение 110 кВ была разработана в 1986 г. [1].

Недостатками конструкции являются: значительные габариты муфты (до 2600 мм), отсутствие специального регулирования электрического поля (эпоксидный изолятор один и тот же для муфты ввода и для переходной муфты), малая заводская готовность муфты – все работы по монтажу усиливающей изоляции центральной части и соединению кабелей выполняются на месте монтажа в кабельном колодце.

На рис. 1 представлена разработанная переходная соединительная муфта типа МПМНП-М-110, в которой учтены недостатки конструкции, основанной на использовании изолятора кабельного ввода в элегазовое распределительное устройство.

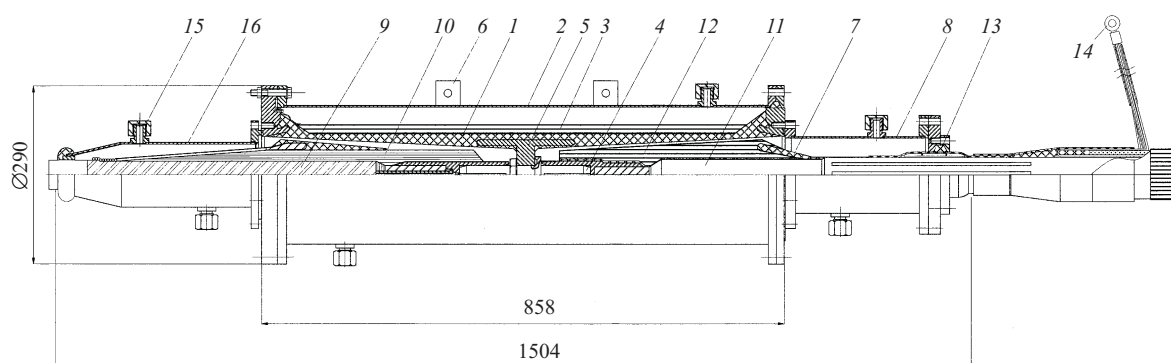


Рис. 1. Переходная соединительная муфта на напряжение 110 кВ:

1 – эпоксидный армированный изолятор; 2 – центральная часть переходной муфты; 3 – усиливающая бумажная, пропитанная маслом изоляция; 4 – штекерный соединитель; 5 – центральный электрод; 6 – клемма заземления; 7 – электрод регулирования электрического поля; 8, 16 – кожухи концевых участков; 9 – МНК; 10 – усиливающая изоляция МНК; 11 – кабель с пластмассовой изоляцией; 12 – усиливающая изоляция пластмассового кабеля; 13 – узел уплотнения; 14 – наконечник заземления; 15 – заглушка

Переходная соединительная муфта состоит из трех частей: центральной части 2, заключенной в кожух из нержавеющей, немагнитной стали, кожуха 16 для подготовленного конца маслonaполненного кабеля и кожуха 8 для подготовленного конца кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена. Такая конструкция обеспечивает максимальную заводскую готовность, так как центральная часть собирается в условиях цеха и поставляется на место монтажа в собранном виде, заполненной кабельным маслом под баком давления. Наличие в центральной части стержневого штекерного элемента 4 упрощает сборку и разборку муфты.

На стадии разработки стопорных муфт 110 кВ были проведены испытания штекерных соединителей в режиме однофазного КЗ на испытательном стенде в системе Мосэнерго. Штекерное соединение выдержало без повреждения и без сваривания разъемных контактов ток электродинамической стойкости с максимальной амплитудой 80 кА и ток термической стойкости с действующим значением 31,5 кА в течение 0,8 с.

В качестве основы центральной части переходной муфты используется армированный эпоксидный изолятор 1, получаемый путем литья под вакуумом в форму наполненного Al_2O_3 эпоксидного компаунда горячего отверждения. Придание изолятору особой формы и использование закладных электродов при заливке дает возможность снизить габариты переходной муфты. Это особенно важно, так как муфта предназначена для монтажа в подземном кабельном колодце размером $7000 \times 2100 \times 2520$ мм, на стенках которого при монтаже помещаются шесть муфт для двухцепной кабельной линии.

Эпоксидный изолятор жестко скреплен с кожухом 16 на одном конце и установлен с возможностью скольжения в резиновом уплотнении на другом конце кожуха 16. Таким образом, конструкция

в условиях эксплуатации позволяет компенсировать различные температурные коэффициенты расширения кожуха из нержавеющей стали и эпоксидного изолятора, а также разгрузить изолятор от внутренних механических напряжений. Это – существенное преимущество разработанной конструкции переходной муфты в сравнении с остающимися в эксплуатации стопорными муфтами.

На армированный изолятор накладывается дополнительная изоляция 3 из пропитанных маслом рулонов бумаги. Дополнительная изоляция экранирована с помощью лент из электропроводящей бумаги и медной сетки. В армированном изоляторе с центральным экранирующим электродом сформированы две камеры: для МНК и кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Если усиливающая изоляция МНК выполнена традиционным способом – путем намотки из рулонов и роликов пропитанной маслом бумаги, то усиливающая изоляция пластмассового кабеля выполняется путем намотки полиэтиленовых лент, изготовленных из композиции с введенной перекисью, применяемой для изготовления кабелей.

После намотки дополнительная изоляция подвергается термической обработке в пресс-форме с использованием сухого азота в качестве среды, создающей необходимое при вулканизации давление. После термической обработки получается монолитная усиливающая изоляция, в которой установлен элемент 7 регулирования электрического поля, выполненный из электропроводящей композиции, используемой для изготовления кабеля.

Центральная часть муфты и камера с концевым участком МНК заполняются кабельным маслом, а камера с концевым участком кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена – нейтральной в отношении полимерных материалов полиметилсилоксановой жидкостью (ПМС) по ГОСТ 13032-77.

Электрические характеристики масла и жидкости ПМС приведены далее.

	<i>Масло</i>	<i>ПМС</i>
Электрическая прочность при частоте 50 Гц и температуре масла $(20 \pm 10)^\circ\text{C}$, кВ/см, не менее	180	140
Тангенс угла диэлектрических потерь при температуре масла $(100 \pm 1)^\circ\text{C}$, не более	0,008	0,008

С учетом симметрии муфты, как видно из рис. 1, при электрическом расчете усиливающей изоляции центральной части муфты с достаточной степенью точности электрическое поле в центральной зоне муфты можно принять цилиндрическим по форме, как в изоляции коаксиального кабеля.

На первом этапе выпуска переходных соединительных муфт была идея ограничиться наложением толщины бумажной пропитанной изоляции 12 мм и не применять в муфтах экран по бумажной пропитанной изоляции. При этом предполагалось, что роль экрана будет играть металлический кожух муфты. Напряженность электрического поля в бумажной пропитанной изоляции муфты в этом случае для принятой толщины эпоксидного компаунда на центральном электроде муфты 10 мм (определяется литьевой формой для эпоксидного изолятора) составляет 1,56 кВ/мм (допустимая рабочая напряженность для муфт МНК 4,5 кВ/мм).

Для этой конструкции муфты напряженность электрического поля в масляном промежутке при рабочем напряжении не превосходит 1,12 кВ/мм. Соответственно электрическая прочность масляного промежутка $E_{пр}$ может быть оценена по формуле: $E_{пр} = AS^{-0,37}$, где S – ширина масляного промежутка, см; A – коэффициент, равный 7,5 [2].

Расчет по формуле дает величину $E_{пр} = 4,4$ кВ/мм, т.е. при таком конструктивном решении имеется почти четырехкратный запас по электрической прочности в масляном промежутке муфты.

Однако наличие возможных выступов от сварных швов на кожухе муфты при его производстве или применение масла с возможными загрязнениями могут привести к формированию в масляном промежутке цепочек, приводящих к возникновению ЧР в масле. Поэтому в окончательном варианте конструкции муфты была принята система экранирования изоляции, при этом толщина бумажной пропитанной изоляции была увеличена до 15 мм (максимальная рабочая напряженность электрического поля в бумажной масляной изоляции 2,48 кВ/мм).

Расчет конструкции муфты, безусловно, не ограничивался только оценочными расчетами изоляции центральной части муфты. В процессе разработки также необходимо было оценить электрическую прочность конструкции муфты в целом. Эта задача для осесимметричных электрических полей в изоляции муфты может быть решена с использованием разработанной программы расчета электрических полей AXIAL-2000 [3], которая базируется на методе решения интегральных уравнений.

Сущность метода интегральных уравнений состоит в том, что изоляционная среда на отдельном участке принимается однородной, а на границах раздела проводник – диэлектрик помещают простые слои зарядов. Поверхностная плотность заряда определяется путем решения соответствующей системы интегральных уравнений для точек области при условии сохранения потенциалов проводников и соблюдения известных граничных условий.

Одним из определяющих электрическую прочность конструкции муфты факторов являются условия работы масляного зазора между дополнительной изоляцией и эпоксидным армированным изолятором. Распределение напряженности электрического поля, рассчитанное по AXIAL-2000 для принятых в муфте МПМНП-М-110 размеров зазора, в зависимости от длины муфты показано на рис. 2.

Кривая распределения тангенциальной составляющей напряженности электрического поля, ответственной за возможность формирования электрического разряда в масляном зазоре, имеет два ярко выраженных максимума – один у края экранирующего электрода высокого напряжения, а второй у края заземленного электрода (элемента регулирования электрического поля). Величины тангенциальной составляющей напряженности электрического поля соответственно равны 0,8 и 0,2 кВ/мм и ниже рабочей напряженности электрического поля 1,08 кВ/мм, принятой для стопорной муфты на напряжение 275 кВ [4].

Конструктивные особенности муфты зафиксированы в технических условиях на переходные соединительные муфты (ТУ16-538.332-78), в которых предусматривается выпуск двух марок муфт, в том числе муфты марки МПМНП-М-110, в центральной части имеющей сплошной литой армированный изолятор из эпоксидного компаунда и металлический кожух из немагнитной нержавеющей стали марки I2X18N10T по ГОСТ 5582-75, как это рассматривалось ранее.

В то же время по техническим условиям допускается изготавливать муфты с центральными частями от стопорных муфт МСТМНЭ-110 по ТУ 16-538.332-78, которые имеют марку МПМНП-110. При этом две конструкции центральных частей переходных соединительных муфт взаимозаменяемы.

Результаты испытаний муфт. Перед сборкой муфты армированные изоляторы для центральных

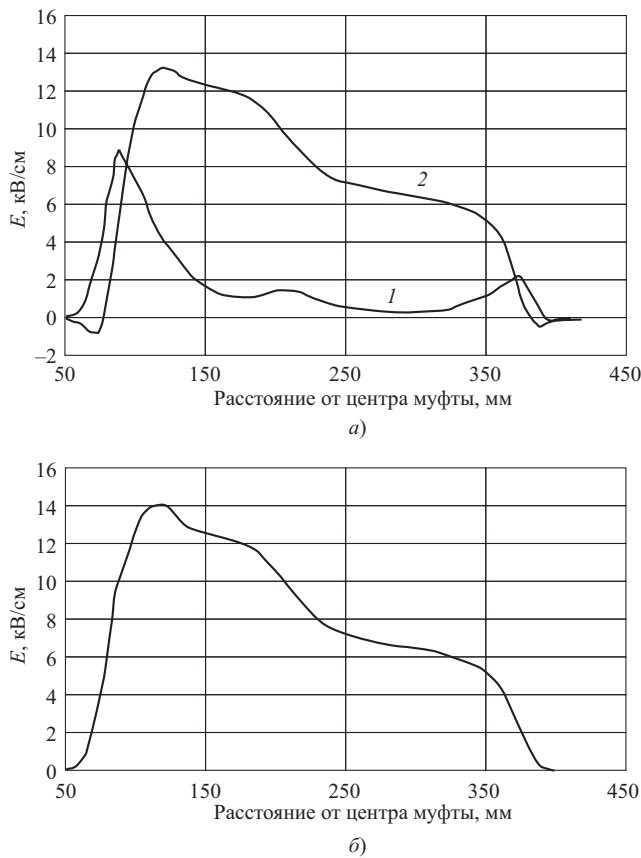


Рис. 2. Распределение напряженности электрического поля в масляном зазоре между дополнительной полиэтиленовой изоляцией и эпоксидным изолятором переходной муфты:

a – тангенциальная (1) и радиальная (2) составляющие; *б* – суммарная напряженность электрического поля

частей в 100% испытываются напряжением 40 кВ в течение 10 мин (на изолятор при эксплуатации приходится 24 кВ рабочего напряжения). За время поставки муфт не было случая выхода из строя изоляторов при входных испытаниях, что свидетельствует о высоком качестве эпоксидного литья.

На двух переходных муфтах МПМНП-М-110, смонтированных на кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена с медной жилой сечением 300 и 630 мм², были проведены испытания в объеме периодических, при которых муфты выдержали испытания:

напряжением переменного тока частотой 50 Гц, 160 кВ в течение 24 ч;

напряжением стандартного грозового импульса (1 – 5)/(40 – 50) мкс 450 кВ по 10 ударов отрицательной и положительной полярности.

Затем для проверки целостности изоляции муфт были проведены испытания переменным напряжением 160 кВ в течение 15 мин. Все эти испытания были предусмотрены разработанными техническими условиями на переходные соединительные муфты и муфты их выдержали без замечаний.

Стендовые испытания переходных муфт были проведены по программе, предусмотренной в стандарте МЭК 840, также на двух муфтах, прошедших периодические испытания.

Муфты были смонтированы на стенде с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена с жилами сечением 300 и 630 мм². На образцах муфт было проведено 20 суточных циклов при выдержке их под напряжением 130 кВ ($2U_0$, где U_0 – фазное напряжение).

Каждый цикл включал 8 ч нагрева и 16 ч охлаждения. Перед началом циклических испытаний, после 10 суточных циклов и в конце испытаний проводили измерения ЧР при напряжении 95 кВ ($1,5U_0$). Ток нагрузки при испытаниях принимался равным току при температуре перегрузки МНК 90°C, для МНК с жилами сечением 625 мм² ток принимался равным 960 А. Муфты выдержали испытания в течение 20 суточных циклов повышенным напряжением. При напряжении 95 и 130 кВ в начале и конце 20 суточных испытаний измерялись ЧР в изоляции муфт, которые были не более 5 пКл.

При прямо-сдаточных испытаниях все центральные части муфт подвергают испытаниям напряжением 130 кВ в течение 30 мин с проверкой уровня ЧР при помощи УЗ-датчика типа РЧРш, который имеет чувствительность на фиксированной частоте в полосе 60 – 130 кГц не менее 30 мВ. На собранных центральных частях переходных муфт МПМНП-М-110 в процессе прямо-сдаточных испытаний проводится проверка механической прочности соединений давлением 10 кгс/см² в течение 1 ч. Такие испытания на настоящий момент проведены на 90% центральных частях муфт.

Далее приведены результаты измерений $\text{tg } \delta_{\text{в}}$ зависимости от напряжения для муфты МПМНП-М-110 в исходном состоянии и муфты МСТМНЭ-110 серийного заводского изготовления.

$\text{tg } \delta_{\text{муфты}}$

U , кВ	МПМНП-М-110	МСТМНЭ-110
10	0,0036	0,00353
20	0,0037	0,00353
40	0,00378	0,00350
64	0,00374	0,00350
90	0,00374	0,00352
110	0,00376	0,00354
130	0,0038	0,00355

Как видно из приведенных данных, в изоляции муфты при воздействии напряжения отсутствуют ионизационные процессы.

По результатам измерения можно сделать вывод о возможности длительной эксплуатации разработанных муфт. Кроме того, сравнение характеристик $\text{tg } \delta_{\text{изоляции}}$ стопорных муфт серийного производства (ОАО Камкабель) и переходных сое-

динительных муфт показывает высокое качество изготовления муфт в условиях малого предприятия.

Результаты прямо-сдаточных испытаний муфт подтверждают надежность разработанной муфты. По результатам сертификационных испытаний в феврале 2001 г. получен сертификат соответствия на переходные соединительные муфты № РОСС RU. ME80.H00513 со сроком действия до 23/II 2004 г.

Перспективы дальнейшего развития конструкции муфт. Приведенная на рис. 1 конструкция муфты на напряжение 110 кВ может быть принята за основу переходной соединительной муфты для соединения кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена и МНК низкого давления на напряжение 220 кВ.

Предварительные оценочные расчеты показывают возможность обеспечения электрических характеристик муфты при том же диаметре центрального кожуха и увеличении длины центральной части ориентировочно до 1500 мм. Несомненно, что такой переход потребует разработки и изготовления новой формы для литья эпоксидных изоляторов, детального испытания муфты, но вопрос о развитии кабельных линий на напряжение 220 кВ в этом направлении уже поднимался представителями энергосистем.

Второе направление развития переходных муфт обусловлено необходимостью перекладки кабельных линий, выполненных МНК высокого давления на напряжение 110 кВ. При этом на трубопроводе кабельной линии высокого давления в необходимом месте устанавливают разветвитель-

ную муфту и на каждой фазе МНК могут быть использованы переходные соединительные муфты, с помощью которых будет осуществляться соединение МНК и кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена. Причем, никаких дополнительных электрических испытаний переходных соединительных муфт в этом случае не требуется, так как муфты будут использоваться при том же рабочем напряжении.

Дополнительным условием работы муфт является обеспечение механической прочности изоляционной камеры с МНК высокого давления в отношении рабочего давления масла 10 – 16 кгс/см². В этой связи представляется целесообразным испытать одну из центральных частей муфты избыточным давлением масла (35 ± 2) кгс/см² в течение 24 ч. Такие испытания, например, проводятся на кабельных вводах в элегазовые распределительные устройства, выполненных кабелем высокого давления.

Список литературы

1. Tolonen R. Termination to GIS and transition joints between high voltage XLPE-insulated and oil-filled cables, 1990.
2. Кучинский Г. С., Кузеветтер В. Е., Пинталь Ю. С. Изоляция установок высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1987.
3. Колечицкий Е. С. Применение метода интегральных уравнений для расчета потенциальных полей. М.: МЭИ, 1998.
4. Gibbons J. A. M. Role of metal debris in the performance of stop-joints as used in 275 kV and 400 kV self contained oil-filled cable circuits. – IEE Proc, Vol 127, № 6.

Седьмая Международная выставка «Уралэнерго-2001»

2 октября 2001 г. в конференц-зале Министерства энергетики РФ состоялась пресс-конференция, посвященная проведению седьмой Международной выставки «Уралэнерго-2001», которая пройдет в столице Республики Башкортостан г. Уфе с 23 по 26 октября 2001 г. Организаторы выставки – Минэнерго России, РАО «ЕЭС России», ОАО Башкирэнерго, Центр РИД.

Открыл пресс-конференцию руководитель Департамента электроэнергетики Минэнерго России **Э. Н. Шавров**, который сказал, что Минэнерго России активно поддерживает проведение выставки «Уралэнерго-2001», так как в условиях рынка огромное значение приобретает возможность обмена опытом.

Начальник Управления научно-технического прогресса Минэнерго России **П. П. Безруких** подчеркнул, что проведение выставки «Уралэнерго» в Уфе уже в седьмой раз неслучайно, так как Республика Башкортостан является своеобразным плацдармом для внедрения новой техники и технологий в энергетике. Так, ОАО Башкирэнерго ведет активную работу по внедрению в республике, так называемых, возобновляемых источников энергии. Примером тому служат уже работающие на территории Башкирии малая ГЭС и ветряная электростанция «Тюпкильды», а также более 100

проектов объектов «малой энергетики», находящихся в стадии рассмотрения.

Заместитель премьер-министра Республики Башкортостан **М. А. Шакиров** рассказал собравшимся о Башкортостане – крупнейшем промышленном регионе России и о ОАО Башкирэнерго – естественном монополисте в республике в области обеспечения электроэнергией и теплом. Башкирэнерго – одна из крупнейших энергосистем – занимает в России второе место по установленной мощности для производства тепла (15 990 Гкал/ч) и шестое место по величине установленной мощности для производства электроэнергии (5 074,5 МВт).

Все услышанное журналистами на пресс-конференции свидетельствует о том, что выставка «Уралэнерго-2001» должна быть очень интересной и содержательной. Это подтвердила и генеральный директор ООО «Центр РИД» **О. А. Викторова**, сообщив, что на выставке изъявили желание представить свои достижения более 150 предприятий и организаций из России и других стран. Во время работы выставки, в рамках **Российского энергетического форума**, пройдут пленарное заседание «Новейшие достижения науки, техники и технологии в энергетике», конференции, семинары.

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

По поводу статьи Енякина Ю. П., Вербовецкого Э. Х., Новикова Ю. С. и др. “Техническая концепция модернизации котлов ТП-80 и ТП-87 ТЭЦ-22”¹

Капельсон Л. М., инж.

ОАО “Фирма ОРГРЭС”

Появление статьи о модернизации пылеугольных котлов ТП-80 и ТП-87 является весьма своевременным. Большое число этих котлов, введенных в эксплуатацию в 50 – 60-е гг., отработали свой ресурс и к настоящему времени из-за физического износа требуют модернизации или замены.

Это относится и к котлам ТЭЦ-22 несмотря на щадящий режим их эксплуатации с использованием значительной доли в топливном балансе природного газа.

Необходимость модернизации этих котлов усугубляется предполагаемым переходом в ближайшие годы к преимущественному сжиганию твердого топлива, в данном случае кузнецкого тощего угля.

Решение об использовании для нового котла существующего здания, фундамента и основных элементов каркаса действующих котлов является правильным. Положительным следует считать выполнение модернизированного котла с газоплотными экранами, увеличенным подогревом воздуха в воздухоподогревателе до 420°C с одновременным снижением температуры уходящих газов, а также сохранение системы жидкого шлакоудаления.

Вместе с тем, ряд решений, заложенных в проект модернизированного котла, представляется спорным.

В основу организации топочного процесса при работе на твердом топливе положено трехступенчатое сжигание с подачей в топку выше основных пылеугольных горелок природного газа для создания зоны восстановления оксидов азота, а также дополнительного газа в сбросные горелки.

Следует отметить, что на российских электростанциях отсутствует положительный опыт внедрения в эксплуатацию трехступенчатого сжигания твердого топлива. Сложность организации такого режима на ТЭЦ-22 заключается в резких колебаниях качества поступающего в котлы кузнецкого угля, необходимости добавления газа или мазута в основные и надподовые горелки, в изменении числа работающих мельниц и питателей пыли.

При сжигании низкорреакционного тощего угля всякое нарушение строго заданных избытков воздуха в зонах горения будет приводить к росту потерь тепла с механическим недожогом и нарушению режима жидкого шлакоудаления.

Это, в частности, явилось причиной неудачной попытки внедрения трехступенчатого сжигания на кузнецком тощем угле и АШ в котле Черепетской ГРЭС.

Кроме того, внедрение предлагаемого режима работы модернизированных котлов при сжигании кузнецкого тощего угля с подачей в топку дополнительно примерно 20% природного газа, сверх сжигаемого в настоящее время, противоречит поставленной перед разработчиками задаче перехода на преимущественное сжигание твердого топлива. Закладывание в проект модернизированного серийного котла конструктивных решений для организации трехступенчатого сжигания низкорреакционного тощего угля можно лишь после получения положительного опыта внедрения такого режима на действующем оборудовании.

Низкая экономичность сжигания тощего угля в котлах ТЭЦ-22, расходование большого количества природного газа для обеспечения устойчивого горения в значительной степени объясняется плохим состоянием или отсутствием футеровки зажигательных поясов в топочной камере.

Устойчивость огнеупорной обмазки на шиповых экранах имеет важное значение для поддержания высокой температуры факела в зоне активного горения. Применяемая на отечественных котлах набивная масса разрушается при работе котла попеременно на твердом топливе и природном газе. Если при сжигании твердого топлива набивная масса на ошипованных экранах постепенно заменяется шлаковым покрытием, то при работе котла на газе набивная масса и шлаковое покрытие постепенно под действием высоких температур разрушаются, оголяя экранные трубы. Без решения проблемы сохранности зажигательных поясов в условиях попеременного сжигания твердого и газообразного топлива добиться устойчивого горения тощего угля без подсветки факела и снижения потерь тепла с недожогом на модернизированном котле не удастся.

При решении проблемы сокращения расходования газа на электростанциях с пылеугольными котлами, где кузнецкий уголь и природный газ являются основными видами топлива, как это имеет место на ТЭЦ-22, целесообразно при модернизации котлов предусмотреть раздельное сжигание каждого топлива на разных котлах.

Это позволит обеспечить оптимальные условия сжигания тощего угля без подсветки факела с низкими потерями тепла с недожогом в твердотопливных котлах, высокую экономичность и очень низкие выбросы NO_x в газомазутных котлах. Раздельное сжигание угля и газа в разных котлах обеспечит более высокие экономические и экологические показатели электростанции

¹ Электрические станции, 2000, № 11.

по сравнению с режимом совместного и попеременно-го сжигания двух видов топлива на всех котлах.

Спорным представляется решение об использовании на модернизированных котлах ТП-87М системы транспорта угольной пыли к горелкам высокой концентрации (ПВК_д).

Имеется положительный опыт применения такой системы в котлах, сжигающих средне- и высокорекреационные угли с выходом летучих выше 20%. На этих видах топлива с внедрением ПВК_д удалось уменьшить затраты на обслуживание пылепроводов и снизить примерно на 20% выбросы оксидов азота без снижения экономичности сжигания.

В то же время при сжигании низкорекреационного АШ опыт эксплуатации ряда электростанций Донбасса и специальные сравнительные испытания котлов с традиционными системами транспорта пыли и ПВК_д, проведенные специалистами Донтехэнерго, показали, что ввод в топочную камеру непрогретой и плохо перемешанной с горячим воздухом пыли в системе ПВК_д, приводит к снижению полноты сгорания топлива, способствует сепарации пыли на под топки, ухудшает выход жидкого шлака, увеличивает потребность в газомазутном топливе для подсветки факела. К сожалению, такие испытания не были своевременно проведены на котлах ТПП-210А ТЭЦ-22, а в настоящее время выяснить эффективность системы ПВК_д невозможно, так как тощий уголь в этих котлах сжигается в смеси с природным газом, и, кроме того, почти одновременно с внедрением ПВК_д на этих котлах лопастные питатели

пыли были заменены аэрационными питателями, что тоже могло сказаться на показателях работы котлов.

Предлагаемая модернизация систем пылеприготовления котлов ТП-87 предусматривает замену установленных мельниц на мельницы большей производительности с тем, чтобы одна из двух установленных систем обеспечивала номинальную нагрузку котла. Требование 100%-ного резервирования систем пылеприготовления в котлах с шаровыми барабанными мельницами и промежуточным бункером пыли выглядит странным, учитывая то, что нормы расчета пылеприготовительных установок, одним из разработчиков которых являлся ВТИ, предусматривают для таких систем 10%-ный запас суммарной производительности мельниц. Кроме того, согласно "Нормам технологического проектирования тепловых электрических станций" (ВНТП-29-81) суммарная производительность установленных на котле шаровых барабанных мельниц выбирается из расчета обеспечения 110%-ной номинальной производительности котла.

Учитывая имеющийся в настоящее время на котлах ТЭЦ-22 50%-ный запас по производительности установленных двух мельниц, а также наличие второго основного топлива – природного газа, нет никакой необходимости устанавливать на модернизированном котле мельницы большей производительности.

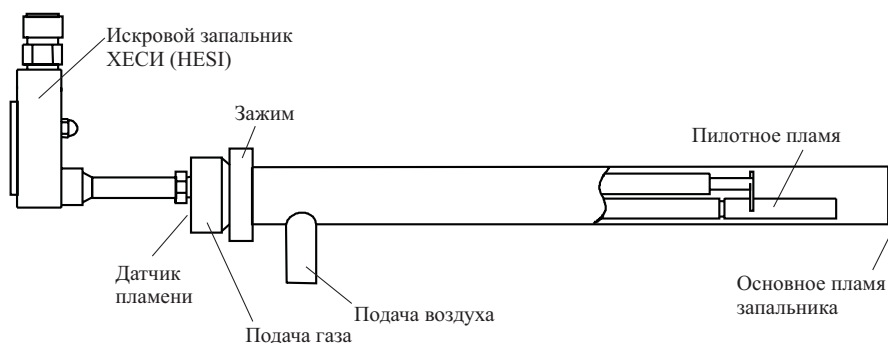
Желательно при принятии окончательных решений по модернизации котлов ТП-80 и ТП-87 с целью перехода на преимущественное сжигание кузнечного тощего угля учесть высказанные замечания и предложения.

ВНИМАНИЮ ОТДЕЛА КИП

Газовые запальники фирмы Форней типа МАКСФаер (MAXFire®).

Данный тип запальников является надежным источником энергии для розжига основной горелки (газовой, мазутной либо пылеугольной), подсветки или разогрева котла. Используя двухступенчатый принцип запала, МАКСФаер создает стабильное пламя при меньшем употреблении (до 80%) воздуха (по сравнению с подобными запальниками), оснащен оптическим датчиком для контроля только своего пламени. Весьма прост в установке и техобслуживании.

Мощность 50 кВт–20 МВт, длина 356 – 6000 мм, расход воздуха 20 – 100 м³/ч.



Дополнительная информация у наших представителей:

Ливеста	Литва	тел + 370-7-45-16-88
Оргрес	Украина	тел + 380-322-76-01-40
Интерконтакт	Беларусь	тел + 375-152-44-91-23
Котес-М	Россия	тел + 7-383-2-517-523

ХРОНИКА

О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО “Фирма ОРГРЭС” в первом полугодии 2001 г.

Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е., инженеры

ОАО “Фирма ОРГРЭС”

Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации систем газоснабжения ГТУ и ПГУ с давлением природного газа до 5,0 МПа.

Правила учитывают требования Федерального закона “О промышленной безопасности опасных производственных объектов”, “Правил безопасности в газовом хозяйстве”, а также других действующих нормативных документов.

Правила распространяются на:

наружные газопроводы с давлением природного газа до 5,0 МПа, проходящие за пределами и на территории ТЭС, до зданий и сооружений, в которых размещены ГТУ и ПГУ;

пункты подготовки газа, включающие блоки редуцирования давления газа, блоки очистки, осушки, подогрева, измерения расхода;

внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ.

Правила разработаны специалистами РАО “ЕЭС России”, Госгортехнадзора России, НТЦ “Промышленная безопасность” с привлечением АО “Фирма ОРГРЭС”, АО ВТИ, АО Теплоэлектропроект и обязательны для организаций любых организационно-правовых форм собственности.

Обобщенные нормы расхода и запаса быстроизнашиваемых элементов молотковых, шаровых барабанных мельниц и мельниц-вентиляторов составлены как технически обоснованная потребность АО-энерго и энергопредприятий РАО “ЕЭС России” в металле для бил молотковых мельниц, шаров шаровых барабанных мельниц, рабочих лопаток мельниц-вентиляторов, а также брони размольных камер этих мельниц в зависимости от количества и марки потребляемого твердого топлива и типоразмера мельницы.

Обобщенные нормы составлены на основании результатов испытаний и эксплуатационных данных, полученных на электростанциях.

Обобщенные нормы устанавливают расход металла мелющих органов и брони размольных камер при соответствии конструкции и эксплуатации мельниц отраслевой нормативной документации.

Рекомендации по борьбе с пылением действующих и отработанных золошлакоотвалов ТЭС. Одним из факторов негативного воздействия тепловых электростанций на окружающую среду является вынос в атмосферу пылевых частиц с поверхности золошлакоотвалов как действующих (с поверхности сухих пляжей), так и заполненных до проектных отметок и выведенных из эксплуатации. Пыление золошлакоотвалов возникает вследствие несовершенства проектных решений, нарушения правил эксплуатации, несвоевременного принятия мер к рекультивации (консервации) отработанных площадей.

Изданные рекомендации содержат указания по пылеподавлению с поверхностей действующих и выведенных из эксплуатации золошлакоотвалов (отдельных секций золошлакоотвалов) тепловых электростанций.

Рекомендации составлены на основе обобщения исследований, выполненных ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, АО Уралтехэнерго, АО Южтехэнерго, ВНИИВОДГЕО, Агрофизическим институтом РАН, Научно-исследовательским институтом открытых горных разработок, с учетом эксплуатационного опыта тепловых электростанций.

Методические указания по наладке трубопроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации, разработаны на основе обобщения накопленного опыта наладки и эксплуатации трубопроводов. В них учтены результаты многочисленных расчетных и экспериментальных исследований, а также требования действующих нормативных документов.

Методические указания распространяются на все трубопроводы, подводомственные Госгортехнадзору России, и предназначены для работников электростанций, служб АО-энерго и подразделений специализированных наладочных и ремонтных предприятий и организаций, осуществляющих эксплуатационный контроль трубопроводов, их ремонт и наладку.

Методические указания по раскреплению опорно-подвесной системы при ремонте трубопроводов и приемке опорно-подвесной системы креплений после завершения ремонтных работ разработаны на основе обобщения накопленного опыта расчетов, монтажа, ремонта и эксплуатации

трубопроводов и опорно-подвесных систем их креплений.

Мероприятия, предусматриваемые настоящим документом, направлены на обеспечение надежности трубопроводов при воздействии на них всего комплекса эксплуатационных нагружающих факторов.

Методические указания распространяются на опорно-подвесные системы трубопроводов всех категорий и предназначены для работников электростанций, служб и подразделений, специализированных наладочных и ремонтных предприятий и организаций, осуществляющих ремонт, наладку и эксплуатационный контроль за трубопроводами.

Методические указания по эксплуатации технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники. Технологические защиты (ТЗ) являются одной из подсистем АСУ ТП, обеспечивающей безопасность персонала и безопасную работу теплоэнергетического оборудования путем экстренного автоматического перевода защищаемого оборудования в безопасное состояние в случае возникновения аварийной или предаварийной ситуации.

В данных Методических указаниях сформированы основные принципы эксплуатации ТЗ, реализованных на микропроцессорных технических средствах (МПТ).

В Методических указаниях учитываются требования к структурной, алгоритмической и программной реализации ТЗ на МПТ.

На основании Методических указаний составляется документация по эксплуатации ТЗ, выполненных на базе МПТ. Методические указания учитывают опыт электростанций, эксплуатирующих такие защиты.

Материал рассчитан на использование при организации эксплуатации ТЗ на ТЭС и при их проектировании.

Методические указания. Состав и ведение эксплуатационной документации в цехах АСУ ТП (ТАИ) тепловых электростанций устанавливают требования, которыми следует руководствоваться при определении состава, форм и порядка ведения эксплуатационной документации на рабочих местах цеха АСУ ТП (ТАИ) тепловых электростанций.

Состав и порядок ведения эксплуатационных документов установлены в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации", межотраслевых и отраслевых руководящих документов, распространяющихся на персонал цехов АСУ ТП (ТАИ), и с учетом опыта организации эксплуатации передовых электростанций.

Объем и технические условия на выполнение технологических защит и блокировок газорегуляторных пунктов распространяются на вновь проектируемые и реконструируемые газоре-

гуляторные пункты (ГРП), общестанционные и блочные, с любым числом линий редуцирования газа, с одним или двумя регулирующими клапанами на каждой линии, при наличии или отсутствии предохранительных запорных клапанов на каждой линии или предохранительных сбросных клапанов с пружинным приводом. В работе учтены замечания проектных институтов, энергосистем и электростанций.

Методика выполнения измерений давления в паровых и водогрейных котлах, сосудах и трубопроводах технологического оборудования ТЭС, подлежащих контролю и надзору органов Госгортехнадзора России, предназначена для использования при организации и проведении измерений давления с заданной погрешностью в паровых и водогрейных котлах, сосудах и трубопроводах технологического оборудования, подлежащих контролю и надзору органов Госгортехнадзора России, на тепловых электростанциях, водогрейных котельных и предприятиях тепловых сетей.

Результаты измерений используются при проведении испытаний технологического оборудования на прочность и плотность в соответствии с правилами Госгортехнадзора России и при ведении технологического режима работы оборудования.

Методика выполнения измерений расхода мазута с применением специальных сужающих устройств касается выполнения измерений расхода мазута, подаваемого к котлам и в линии рециркуляции, и распространяется на расходомерные устройства с угловым способом отбора перепада давления.

Методика устанавливает:
условия выполнения измерений;
требования к методам и средствам измерений;
характеристики погрешности;
порядок подготовки и выполнения измерений;
алгоритм обработки результатов.

Методика обеспечивает получение результатов измерений с допустимыми значениями погрешности и используется при контроле и управлении технологическим режимом оборудования и расчетах технико-экономических показателей работы оборудования.

Методика предназначена для применения:
персоналом тепловых электрических станций;
персоналом проектных организаций при проектировании схем контроля и управления вновь строящихся и реконструируемых энергопредприятий.

Рекомендации по выправке железобетонных одностоечных свободностоящих опор ВЛ напряжением 35 кВ и выше предназначены для выполнения работ по устранению наклона железобетонных одностоечных свободностоящих одноцепных и двухцепных опор воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше.

Выправка опор может производиться как с отключением, так и без отключения ВЛ.

Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110 – 750 кВ обязательны для работников, занимающихся наладкой и эксплуатацией устройств релейной защиты и электроавтоматики (РЗА) на предприятиях Межсистемных электрических сетей (МЭС) и АО-энерго, на электростанциях РАО “ЕЭС России”.

Правила определяют виды, периодичность и программы технического обслуживания устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации, а также объемы технического обслуживания типовых панелей, шкафов, комплектов, блоков и аппаратов устройств РЗА, высокочастотных каналов релейной защиты, трансформаторов тока и напряжения.

Аналитический обзор причин технологических нарушений в работе электроустановок. Рассмотрены применяемые типы систем возбуждения турбогенераторов, приведен анализ их работы и причин отказов, даны предложения по реконструкции систем возбуждения или замене их на новые.

Приведена динамика за шестилетний период числа аварий, технологических и функциональных отказов силовых трансформаторов. Выделены периоды эксплуатации, во время которых происходит увеличение числа отказов.

Рассмотрены основные причины технологических нарушений отдельных типов воздушных и масляных выключателей, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, КРУ.

Проведен анализ негативного влияния отказов в потребительских кабельных сетях на нормальное функционирование кабельных линий энергопредприятий.

Подробно проанализировано состояние различных систем постоянного тока с аккумуляторными батареями отечественного и зарубежного производства. Установлены основные дефекты аккумуляторных батарей, устройств заряда – подзаряда батарей, защитно-коммутационных аппаратов в системах постоянного оперативного тока.

Проведен анализ наиболее существенных механических дефектов роторов гидрогенераторов и причин их возникновения. Рассмотрены способы снижения натяга обода ротора, эксцентриситеты расположения ротора в расточке статора.

Рассмотрены вопросы эффективности применения в электроэнергетической отрасли одного из наиболее важных средств связи – УКВ радиосвязи.

Инструкция по эксплуатационному обслуживанию современных средств приема – передачи телемеханической информации оперативно-информационных комплексов на объектах

РАО “ЕЭС России”. Нормальная работа энергетических систем возможна только при наличии надежных средств диспетчерского и технологического управления, в состав которых входят системы телемеханики. В связи с этим к уровню технической подготовки производственного персонала, осуществляющего эксплуатацию средств телемеханики, предъявляются высокие требования.

Под эксплуатацией сложной динамической системы, какой является современный телекомплекс или центральная приемопередающая станция, понимается поддержание их в технически исправном состоянии. Этот непрерывный процесс состоит из контроля технического состояния, профилактического обслуживания и текущего технического обслуживания.

В данной Инструкции приведены сведения по эксплуатационному обслуживанию современных телекомплексов и микроЭВМ, которые должны помочь персоналу эффективнее эксплуатировать аппаратуру.

Методические указания по обследованию строительных конструкций производственных зданий и сооружений тепловых электростанций. Часть 2. Металлические конструкции устанавливают основные положения по организации и методике обследования металлических конструкций зданий и сооружений тепловых электростанций, выявлению их дефектов и повреждений, оценке пригодности несущих металлических конструкций к дальнейшей эксплуатации.

Методические указания составлены с учетом действующих нормативно-технических документов по проектированию, изготовлению, монтажу и специфике эксплуатации металлических конструкций на тепловых электростанциях и предназначены для персонала служб эксплуатации зданий и сооружений энергопредприятий и специалистов специализированных организаций, производящих обследования в процессе эксплуатации.

Методические указания по учету стока воды на гидроэлектрических станциях устанавливают порядок организации и проведения учета стока воды на гидроэлектростанциях и распространяются на все гидроэлектростанции установленной мощностью более 5 МВт; в отдельных случаях по требованию местных органов Роскомвода и Росгидромета они применимы для гидроэлектростанций меньшей мощности.

Методические указания предназначены для персонала гидроэлектростанций и работников АО-энерго, непосредственно занятых оперативным учетом стока воды на ГЭС.

В них нашли отражения положения ряда новых руководящих документов, а также опыт наладки учета стока воды на ГЭС, освещенный в отечественной и зарубежной литературе.

Правила учета стока воды на гидроэлектрических станциях устанавливают порядок организации учета стока воды на ГЭС и распространяются на все гидроэлектростанции установленной мощностью более 5 МВт. В отдельных случаях по требованию местных органов Минприроды России и Росгидромета они применимы и для гидроэлектростанций мощностью менее 5 МВт.

В правилах учтены требования Водного кодекса РФ, “Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95”, других документов министерств и ведомств по данному вопросу.

В правилах изложены вопросы:

получения оперативных данных о наличии водных ресурсов для оптимального планирования водопотребления и правильной эксплуатации гидросооружений и водохранилищ, контроль за использованием водных ресурсов гидроэлектростанциями, контроль за состоянием гидротурбинного оборудования;

получения оперативных данных для регулирования водного стока (пропуска паводочных расходов, ирригационных и навигационных попусков, санитарных расходов, расходов на водоснабжение и т.п.);

получения гидрологических характеристик водотока.

Обзор состояния гидротехнических сооружений электростанций за 2000 год составлен по результатам централизованных обследований гидротехнических сооружений (ГТС) 48 тепловых и 25 гидравлических электростанций, выполненных в соответствии с “Графиком централизованных обследований гидротехнических сооружений электростанций региональных акционерных обществ энергетики и электрификации на 2000 год” и “Графиком обследования гидротехнических сооружений электростанций филиалов и дочерних акционерных обществ РАО “ЕЭС России” на 2000 год”. Объем обследований регламентировался “Положением о системе отраслевого надзора за безопасностью гидротехнических сооружений электростанций”.

В настоящем Обзоре представлены материалы анализа состояния ГТС и их механического оборудования и обобщенные данные о состоянии контроля за ГТС электростанций.

Сведения по электростанциям филиалов и дочерних акционерных обществ РАО “ЕЭС России” подготовлены ОАО НИИЭС.

В Обзор вошла информация о выполнении “Программы ремонта и модернизации гидротехнических сооружений и золошлакоотвалов электростанций ЭЭК России за 2000 год”.

Перечень действующих нормативных документов для организаций, эксплуатирующих си-

стемы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловые сети), предназначен для персонала организаций, эксплуатирующих системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловые сети) в составе АО-энерго и АО электростанций. Перечень может быть использован персоналом других теплоснабжающих организаций и предприятий, а также специалистами проектных, строительных, монтажных, наладочных и ремонтных организаций, выполняющих работы по системам транспорта и распределения тепловой энергии.

Перечень включает государственные и отраслевые нормативные и распорядительные документы, направленные на совершенствование организации эксплуатации, повышение эксплуатационной надежности, экономичности, технического уровня эксплуатации тепловых сетей и систем централизованного теплоснабжения в целом, а также на обеспечение координации процессов выработки, передачи и потребления тепловой энергии.

Перечень действующих нормативных документов для АО-энерго и АО электростанций с блочными установками и поперечными связями (котельный цех) предназначен для инженерно-технического эксплуатационного и наладочного персонала АО-энерго, АО электростанций с блочными установками и поперечными связями, а также котельных.

В Перечень включены нормативные и распорядительные документы (правила, методики, руководства, требования, нормы, типовые инструкции по эксплуатации, энергетические характеристики и т.д.), направленные на совершенствование организации эксплуатации, надежности, экономичности и технического уровня эксплуатации котельного оборудования.

Перечень также содержит документы по топливopодаче, мазутному и газовому хозяйству, а также документы, связанные с взрывобезопасностью при работе котельного оборудования на мазуте, газе и твердом топливе.

Перечень может быть использован при проектировании, реконструкции, монтаже, ремонте, эксплуатации, наладке и испытаниях теплоэнергетического основного и вспомогательного оборудования.

Информационный указатель руководящих документов электроэнергетической отрасли (РД 34) за 2000 г., обязательных для энергопредприятий и организаций РАО “ЕЭС России”, в который включены действующие на 1/1 2001 г., изданные в 2000 г. руководящие документы, не вошедшие в “Указатель руководящих документов электроэнергетической отрасли (РД 34) по состоянию на 1/1 2000 г.”.

Решение научно-практической конференции “Энергетика Поволжья – проблемы развития”

С 24 по 25 мая 2001 г. в г. Пензе в рамках Поволжского межрегионального отделения Международной энергетической академии, включая ученых Российской академии наук (ОЭП СНЦ РАН), вузов (Астраханского, Саратовского, Самарского и Ульяновского государственных технических университетов), специалистов Минэнерго РФ, РАО “ЕЭС России”, Комитета по энергетике ассоциации “Большая Волга”, руководителей и специалистов энергетического комплекса Волжской части России, проведена научно-практическая конференция по проблемам развития топливно-энергетического комплекса “Энергетика Поволжья – проблемы развития”.

В работе конференции приняли участие около 90 человек.

На конференции заслушаны и обсуждены 28 докладов и сообщений.

Поволжский регион охватывает восемь энергосистем, идентичных названию областей и республик, а именно: Самараэнерго, Саратовэнерго, Пензаэнерго, Ульяновскэнерго, Мариэнерго, Мордовэнерго, Чувашэнерго и Татэнерго.

На начало 2001 г. установленная мощность электростанций Поволжья составила 23 818 МВт, в том числе 13 511 МВт на ТЭС, 6235 МВт на ГЭС и 4072 МВт на АЭС. Выработка электроэнергии всеми электростанциями в 2000 г. составила 94,1 млрд. кВт·ч при потреблении электроэнергии в регионе 77,7 млрд. кВт·ч. Дефицитными являются Пензенская, Ульяновская, Мордовская и Марийская энергосистемы.

Структура сожженного на электростанциях региона топлива в 2000 г. следующая: природный газ – 93,16%, топочный мазут – 6,58%, каменный уголь – 0,26%.

Предложения РАО “Газпром” о переводе ряда тепловых электростанций на твердое топливо выполнить на газомазутных ТЭС в регионе Поволжья невозможно из-за отсутствия площадок под склады топлива, золоотвалы и необходимости значительной перекомпоновки их главных корпусов.

Длительное, крайне недостаточное финансирование объектов электроэнергетики сократило объемы ремонтных работ, замену изношенных узлов оборудования. Как в РАО “ЕЭС России”, так и в региональных энергосистемах в недостаточных объемах ведутся работы по реконструкции, перевооружению и новому строительству производственных мощностей. По данным института Энергосетьпроект сегодняшнее состояние электроэнергетики Поволжья характеризуется тем, что от 50

до 70% котлов и турбоагрегатов выработали свой парковый ресурс и требуют замены. В непригодном и неудовлетворительном состоянии находятся около 16% воздушных линий электропередачи и около 20% силовых кабельных линий. Приблизительно 14% электрических силовых подстанций подлежат демонтажу и замене. Более 40% магистральных теплотрасс имеют наработку 20 лет, а 25% свыше 25 лет. Как следствие, высока их степень коррозионного износа и низка надежность.

Значительно изношено оборудование гидроэлектростанций Поволжья. Так, на Волжской ГЭС установленной мощностью 2300 МВт к 2000 г. отработало парковый ресурс 85% мощности турбин, на Саратовской ГЭС мощностью 1360 МВт – 91%.

При искусственно заниженной в энергетике стоимости основных фондов уровень амортизационных отчислений не дает возможности формировать инвестиционные средства не только для реконструкции и технического перевооружения электростанций и сетей, но даже для их качественного ремонта. Выбытие энергетических мощностей прогрессирует и не имеет заметной компенсации.

Отсутствует комплексная программа технического перевооружения, реконструкции и ввода новых генерирующих мощностей в регионе.

Существующая финансово-тарифная политика в электроэнергетике, контролируемая государственными структурами, не обеспечивает необходимого обновления основных производственных фондов в энергетическом комплексе Поволжья.

По комплексу перечисленных показателей очевидно, что энергетика теряет свою устойчивость и при принятии срочных мер вызовет глубокий экономический кризис в стране. Проблема усугубляется хроническими неплатежами потребителей за потребляемую электрическую и, особенно, тепловую энергию. Анализ показывает, что даже при 100%-ной текущей оплате потребляемой энергии обеспечить в ближайшие годы устойчивую работу энергетических объектов практически невозможно.

Отсутствует закон об электроэнергетике, обеспечивающий ее устойчивое функционирование.

Надежда на иностранные инвестиции пока не имеет реального обоснования.

В этих условиях актуален поиск методов, позволяющих обеспечить вывод энергетике из глубокого кризиса.

Заслушав доклады и сообщения, участники конференции отмечают, что в энергетическом комплексе страны и в его региональных структурах требуется корректировка научно-технического и

финансово-экономического курса для принятия решительных, взвешенных мер по преодолению кризисных явлений, которые уже постигли отдельные регионы страны. Необходима консолидация усилий научного, технического, экономического, финансового потенциалов, всех ветвей власти федерального и регионального уровней. Это позволит решить общенациональную задачу перехода электроэнергетики страны, в том числе всего энергетического комплекса Поволжья, на путь устойчивого функционирования и опережающего развития для надежного обеспечения электрической и тепловой энергией объектов экономики и населения.

Научно-практическая конференция решила:

1. Действующие теплоэлектроцентрали на газомазутном топливе технически невозможно перевести на твердое топливо. В связи с этим считать недопустимым снижение потребления природного газа на ТЭЦ региона. При техническом перевооружении действующих и сооружении новых ТЭЦ на газе следует ориентироваться на сооружение ПГУ.

2. Считать недопустимым затянувшееся рассмотрение пакета законов об электроэнергетике России в законодательных федеральных органах власти. В целях обеспечения эффективной реструктуризации энергетического комплекса Поволжья просить Исполнительный комитет ассоциации «Большая Волга» обратиться в Волго-Уральскую межрегиональную депутатскую группу Госдумы РФ с просьбой ускорить продвижение, рассмотрение и принятие в 2001 г. пакета законов по электроэнергетике в палатах Федерального собрания Российской Федерации.

3. Обратиться в Правительство Российской Федерации с просьбой провести переоценки основных производственных фондов в электроэнергетике в сторону их увеличения с целью обеспечения обновления этих фондов.

4. В связи с дефицитом природного газа считать целесообразным завершение строительства и ввод в эксплуатацию пятого энергоблока Балаковской АЭС, сооружение Волжской ГЭС-2 (г. Жигулевск), дальнейшее освоение местных источников нефти, попутного и природного газа, гидроэнергетических ресурсов, а также сланцев Поволжья. Представляет определенный интерес изучение путей эффективного использования нетрадиционных источников энергии.

5. Просить Минэнерго РФ и РАО «ЕЭС России» оказать содействие в разработке долгосрочной комплексной программы модернизации и развития энергетики Поволжского региона, оптими-

зации ее структуры, в том числе систем централизованного теплоснабжения. Выполнить анализ и технико-экономическое обоснование электро-, тепло- и газоснабжения сельских потребителей. Для ее разработки привлечь ведущие НИИ и вузы Поволжского региона.

6. Рекомендовать Представительству РАО «ЕЭС России» Волгаэнерго и Комитету по энергетике ассоциации «Большая Волга» решить вопрос привлечения ученых Самарского и Саратовского ГТУ для разработки методики формирования региональных комплексных материально-стоимостных и топливно-энергетических балансов.

7. Просить Комитет по энергетике ассоциации «Большая Волга» уточнить и внести предложения в администрацию регионов по разработке местных положений о взаимоотношениях с отраслями ТЭК.

8. Рекомендовать главам администраций субъектов Российской Федерации Поволжского региона в течение 2001 г. заключить с федеральными органами исполнительной власти соглашения о разделении функций и полномочий в электроэнергетике.

Участники научно-практической конференции выражают твердую уверенность, что ученые, специалисты энергетического комплекса Волжской части России осознают свою ответственность за устойчивое функционирование и развитие энергетического комплекса Поволжья и готовы внести по своим направлениям весомый вклад в проведение экономических и социальных преобразований в электроэнергетике для дальнейшего развития отечественного товарного производства в Поволжье и получения весомого социально-экономического эффекта.

Участники конференции выражают глубокую благодарность президенту Международной энергетической академии, члену-корреспонденту РАН, доктору техн. наук, профессору А. Ф. Дьякову за участие в работе конференции, позволившее всесторонне рассмотреть вопросы региональных топливно-энергетических комплексов, формирование тарифной политики на тепловую и электрическую энергию и другие актуальные вопросы.

Участники конференции искренне благодарят руководство Представительства РАО «ЕЭС России» Волгаэнерго и АО Пензаэнерго за исключительно четкую организацию работы конференции и обслуживание ее участников.

Решение научно-практической конференции принято единогласно.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Развитие электростанций с поршневыми двигателями за рубежом

Гордеев П. А., Яковлев Г. В., кандидаты техн. наук

Санкт-Петербургский государственный морской технический университет

Последнее десятилетие завершившегося века отмечено существенным ростом строительства электростанций (ЭС), укомплектованных генераторами, приводимыми поршневыми газовыми (ПГ) и дизельными двигателями (ДД). Указанный факт подтверждается статистикой заказов на электроагрегаты, приведенной в табл. 1 [1, 2].

В табл. 1 приводятся сведения на заказы агрегатов мощностью более 1 МВт. За период с июня 1999 по май 2000 г. – рост на 21%.

Наибольший спрос – на агрегаты мощностью от 1 до 2 МВт (табл. 2): на их долю приходится 81 – 84% общего числа заказов и 56 – 62% по суммарной мощности.

По назначению электроагрегаты относятся к трем группам: резервные – 52,9%, пиковые – 10,7% и базовые 36,4% (по статистике 1999 – 2000 гг.).

На протяжении рассматриваемого периода стабильно сохраняется соотношение между выбранными видами топлива для заказанных ПГ и ДД (табл. 3).

Подавляющее число заказываемых двигателей (примерно 75 – 85%) предназначено для работы на дизельном топливе. Ограниченное применение тя-

желых сортов топлива представляется вполне оправданным: во-первых, из-за малой средней мощности двигателей (примерно 82% из них находятся в диапазоне 1 – 2 МВт); во-вторых, из-за значительного удорожания вспомогательного оборудования топливной системы; в-третьих, нецелесообразность применения топлива, требующего подготовки на резервных и пиковых ЭС.

Распределение заказов (в процентах) по регионам мира с июня 1999 по май 2000 г. представлено далее.

Северная Америка	47,3
Западная Европа	27,1
Восточная Европа	0,5
Африка	1,4
Средний и Дальний Восток	8,7
Юго-Восточная и Центральная Азия, Австралия	10,9
Центральная и Южная Америка	4,1

Обращает на себя внимание бесспорное лидерство экономически развитых и богатых стран Северной Америки и Западной Европы, на которые приходится примерно 75% заказов.

Все сказанное показывает, что ситуация на рынке электроагрегатов с поршневыми двигателя-

Т а б л и ц а 1

Годовые объемы заказов на электроагрегаты с поршневыми газовыми и дизельными двигателями за 1987 – 2000 гг.

Календарный период июнь – май	Число агрегатов	Прирост числа агрегатов к предыдущему году, %	Суммарная мощность, млн. кВт	Прирост суммарной мощности относительно предыдущего года, %
1987 – 1988 гг.	791	–	1,6	–
1988 – 1989 гг.	1214	54	2,4	50
1989 – 1990 гг.	1482	22	3,5	46
1990 – 1991 гг.	1469	–1,5	3,5	0
1991 – 1992 гг.	2391	18,3	5,2	49
1992 – 1993 гг.	3028	27	7,4	42
1993 – 1994 гг.	4021	32,5	8,0	9,0
1994 – 1995 гг.	4436	11	9,3	11,6
1995 – 1996 гг.	4687	3,8	9,4	1,0
1996 – 1997 гг.	4818	3,0	9,5	1,0
1997 – 1998 гг.	5142	7,5	9,6	1,0
1998 – 1999 гг.	5207	1,5	9,62	0
1999 – 2000 гг.	6414	23	11,7	21,0

ми остается благоприятной, особенно в секторе резервных генераторов. Последнее подтверждает строгую ориентацию на высокое качество и надежность поставки электрической энергии.

В числе созданных в последние годы ЭС обращает на себя внимание использование двигателей с принципиально новой системой подачи топлива – впрыска газа под высоким давлением. Результаты этой разработки впервые были реализованы в среднеоборотном двигателе 16V 28/32 GI фирмы MAN, B&W мощностью 3,2 МВт, установленном на теплоэлектростанции в г. Hundersted (Дания). В период эксплуатации с 1991 г. двигатель продемонстрировал высокую надежность и безопасность [3].

Эта система в дальнейшем была развита совместной разработкой фирм MAN, B&W и Mitsui [3] и приспособлена для крупнооборотных малооборотных двигателей (МОД). Первый такой двигатель типа 12K80MC-GI мощностью 40 МВт и частотой вращения 100 мин⁻¹ был изготовлен компанией Mitsui для собственного завода Chiba в г. Iohihara (Япония) в начале 1994 г. Двигатель работает на газе, подаваемом в цилиндры под давлением 25 – 30 МПа и воспламеняемом впрыске жидкого топлива (газодизельный цикл). Применение системы впрыска газа при высоком давлении позволило получить эффективный КПД газового двигателя на уровне дизеля (примерно 53%), а также устранить появление детонации.

Широкое распространение в развитых странах получают источники энергии, работающие на газе, образующемся в результате переработки растительных отходов. Так, например, на станции Metro Park East Landfill в Mitchellville (штат Айова, США) установлено восемь газовых двигателей

Caterpillar G3516 длительной мощностью 800 кВт по программе проекта “Landfill gas to energy” (LFGTE), т.е. использование газа из растительных отходов для производства электрической энергии [4].

Всего в рамках этой программы, реализуемой компанией West Management используется 60 генераторов с газовыми двигателями Cat, суммарной мощностью 48 МВт электроэнергии для местных потребителей. У компании 30 таких электростанций, одна из них в штате Айова на 6,4 МВт – это своеобразная опытная база для отработки двигателей, в частности, проблем по сгоранию низкокалорийных газов, систем управления и регулирования. Метановое число газов из отходов в среднем не более 55%, но изменяется в широких пределах, поэтому электронная система управления отслеживает состав поступающего в двигатель газа и обеспечивает поддержание параметров тока в заданных пределах. Проектный срок службы ЭС – 50 лет. Годовая наработка такой станции эквивалентна затратам 112 000 баррелей жидкого топлива [1 баррель нефтяной (США) равен 159 л].

Система сбора метаносодержащего газа обеспечивает ежедневную подачу до 3,2 млн. кубических футов (1 кубический фут равен 0,0208 м³). Сбор газа осуществляется по системе подземных трубопроводов протяженностью 8,8 км, которые присоединены к 70 скважинам диаметром 8 дюймов (203,2 мм), пробуренных на глубину 86 футов (примерно 26,2 м). Газ электрокомпрессорами типа Рут (2 шт.) производительностью до 220 кубических футов/мин при давлении 34 кПа подается к двигателям [4].

В целях более успешной конкуренции на рынке всевозможных услуг в рассматриваемой облас-

Т а б л и ц а 2

Распределение заказов на электроагрегаты по мощностным группам и назначению за 1996 – 2000 гг.

Мощность, МВт	Календарный период июнь-май																			
	1996 – 1997 гг.					1997 – 1998 гг.					1998 – 1999 гг.				1999 – 2000 гг.					
	Число ДГ	Суммарная мощность, МВт	Электростанция			Число ДГ	Суммарная мощность, МВт	Электростанция			Число ДГ	Суммарная мощность, МВт	Электростанция			Число ДГ	Суммарная мощность, МВт	Электростанция		
			Резервная	Пиковая	Базовая			Резервная	Пиковая	Базовая			Резервная	Пиковая	Базовая			Резервная	Пиковая	Базовая
1,0 – 2,0	3941	5384	1821	306	1814	4307	5769	2002	160	2145	4375	5788	1989	522	1864	5267	7327	2839	642	1787
2,0 – 3,5	495	1211	166	65	264	459	1136	188	36	235	475	1210	212	30	233	835	1986	531	45	259
3,5 – 5,0	138	599	9	18	111	113	488	14	2	97	159	635	15	8	136	93	372	8	0	85
5,0 – 7,5	130	817	2	12	116	163	977	9	0	154	113	708	8	0	105	110	675	15	2	93
7,5 – 10	16	137	5	1	10	16	148	0	0	16	9	79	6	0	3	35	271	0	0	35
10 – 15	84	1012	0	3	81	55	640	0	0	55	36	487	1	0	35	37	425	0	0	37
15 – 20	5	79	0	0	5	29	486	0	0	29	38	640	0	0	38	37	656	0	0	37
20 – 30	4	84	0	0	4	0	0	0	0	0	1	30	0	0	1	0	0	0	0	0
30 и более	5	188	0	0	5	0	0	0	0	0	1	40	0	0	1	0	0	0	0	0
Всего	4818	9512	2003	405	2410	5142	9644	2213	198	2731	5207	9617	2231	560	2416	6414	11712	3392	689	2333

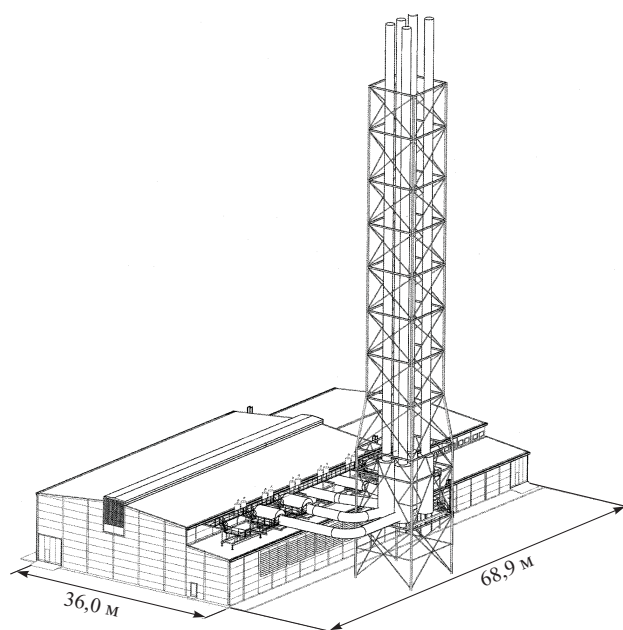


Рис. 1. Общий вид электростанции Power Master на пять генераторных агрегатов

ти некоторые компании заключают партнерские соглашения и создают совместные предприятия. В их числе крупнейший производитель газовых турбин General Electric Power Systems (GEPS), который выходит на рынок электроустановок с поршневыми двигателями. GEPS заключила соглашения с компаниями Jenbacher (Австрия) и Niigata Eng. (Япония) по использованию двигателей, производимых ими для агрегатированных установок электро- и теплоснабжения. Поставки и продажа установок с двигателями Jenbacher предусматриваются только в Северной Америке, а с двигателями Niigata по всему миру.

Эти соглашения могут существенно изменить ситуацию на рынке малых ЭС с газовыми и дизельными двигателями, прежде всего в Северной Америке, учитывая масштабы компании и ее глобальную сеть продаж и обслуживания, огромные финансовые возможности.

По соглашению с Jenbacher установки с газовыми двигателями серий 3 и 6, включая J312, J316, J320, J612 и J620, покрывают диапазон мощностей от 0,5 до 3 МВт при 1500 об/мин. За GEPS – эксклюзивное право на поставки в Северную Америку – и не эксклюзивное в другие регионы. Компания Jenbacher будет сама поставлять в Северную Америку агрегаты комплектно с двигателями на биогазе. За GEPS – сервисное обслуживание и поставка запчастей для всех установок с двигателями Jenbacher. Цель корпорации – быстрый и активный выход на рынок.

Соглашения с Niigata Eng. распространяются на дизели семейства HLX, работающие на тяжелом и дизельном видах топлива в мощностном

диапазоне от 1,2 до 7 МВт. Сферы рыночной деятельности распределяются следующим образом: GEPS – эксклюзивный поставщик в Северной Америке, Европе, Африке, частично на Ближнем Востоке и в Азии; Niigata получает право на поставки в Японию, Корею, Иран и Ирак. В планах GEPS – поставка комплектных ЭС “под ключ”, долгосрочные соглашения по сервисному и техническому обслуживанию, финансовая экспертиза проектов.

Другой парой компаний, объявившей о создании совместного венчурного предприятия для производства энергетических комплексов, стали американская Cummins Power Generation и финская Wartsila NSD – обе крупнейшие производители дизельных и газовых двигателей. Менее чем через 5 мес новая объединенная компания начала поставлять первую продукцию на рынок.

Основой новой энергетической установки является когенерационный комплекс на базе двух новых двигателей Cummins QSK19NG мощностью по 330 кВт, работающих на природном газе. В состав установки входит котельный модуль теплопроизводительностью 400 – 940 кВт, а также охлаждающий модуль с абсорбционным холодильником либо – с центробежным охладителем.

Назначение установки – обслуживание фирменных магазинов, офисных зданий, больниц и промышленных установок. Планируемый объем продаж на рынках Северной Америки до 6 млрд. дол. в год. В программе компании энергомодули мощностью от 50 до 2000 кВт (двигатели фирмы Cummins) и мощностью от 5 до 300 МВт (двигатели фирмы Wartsila NSD) [4].

Среди поставщиков двигателей для ЭС наиболее широкую гамму оборудования предлагает корпорация Wartsila NSD. В их числе среднеоборотные двигатели (СОД) девяти размерностей, в рядном и V-образном исполнении, мощностью от 946 до 33 873 кВт. В их числе самый крупный СОД с диаметром цилиндра 640 мм и цилиндровой мощностью примерно 2000 кВт [5].

Фирмой разработан ряд типовых ЭС, среди которых наиболее известны два проекта – Power Master и Power Commodore [5].

Power Master может быть выполнена в мощностном диапазоне 1 – 400 МВт, вторая – 25 – 170 МВт. Обе могут работать на тяжелом топливе и/или газе. Установки могут быть выполнены как базовые ЭС или как когенерационные.

Здание ЭС Power Master (рис. 1) включает два блока: машинный зал и блок обслуживания. В первом размещаются дизель-генераторы (ДГ), вспомогательные механизмы и подъемный кран; во втором – помещения распределительных щитов, постов управления, электрического оборудования и вспомогательных устройств.

Основные несущие элементы конструкции здания – рамы стен, балки, колонны – выполнены из

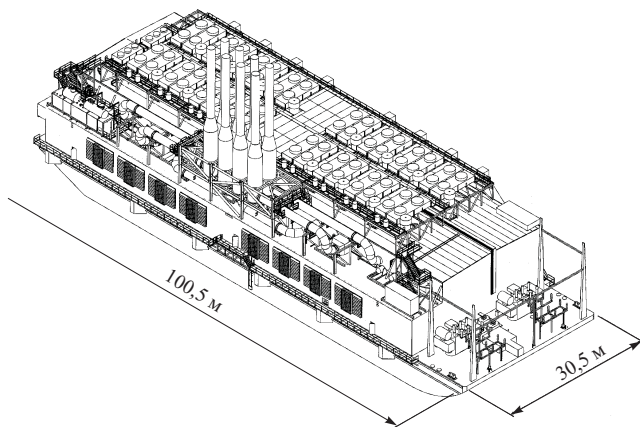


Рис. 2. Общий вид плавучей электростанции Power Commodore на восемь генераторных агрегатов

стальных профильных материалов, соединенных между собой болтами. Снаружи стены и кровля закрыты стальными рифлеными листами, изнутри изолированы панелями из материала типа “сэндвич”.

Электростанция Power Commodore представляет собой плавающий объект и полностью смонтирована на барже. Внешний вид подобного комплекса из восьми ДГ представлен на рис. 2.

В целях оптимизации стоимости ЭС и минимизации потерь в системах электропередачи значеня напряжений принимаются в зависимости от мощности следующими:

при мощности от 0,5 до 2 МВт напряжение до 0,4 кВ;

при увеличении мощности до 30 – 40 МВт напряжение повышается до 6 – 33 кВ;

при мощностях более 50 МВт напряжение поднимается до 132 – 220 кВ.

В составе ЭС предусматриваются утилизационные котлы для удовлетворения как собственных нужд, так и для теплоснабжения потребителей. На электростанции пар в основном используется для подогрева тяжелого топлива (в цистернах, перед сепараторами, перед двигателями), а также перед сепараторами масла. Для запуска двигателей ЭС на все указанные цели и отопление помещений в холодное время года предусматривается небольшой вспомогательный котел.

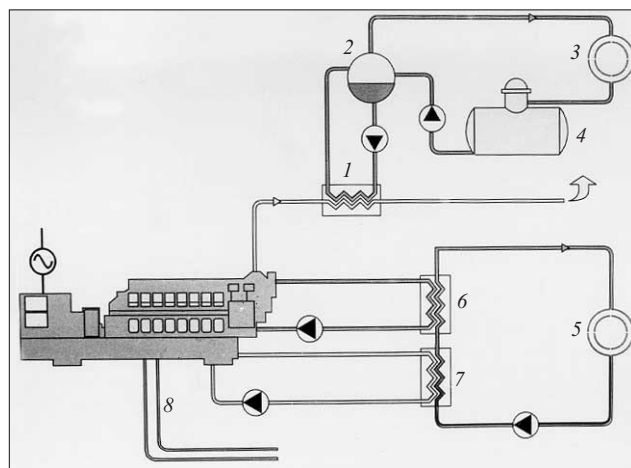


Рис. 3. Система утилизации теплоты для удовлетворения теплофикационных потребителей:

1 – утилизационный котел; 2 – сепаратор пара; 3 – потребитель пара; 4 – теплый ящик; 5 – потребители горячей воды; 6, 7 – нагреватели воды горячего теплоснабжения от систем двигателя; 8 – низкотемпературная система охлаждения двигателя

На когенерационных ЭС утилизируется теплота, отводимая от выхлопных газов, охлаждающей воды, наддувочного воздуха и смазочного масла двигателей (рис. 3).

С возрастанием мощностей когенерационных ЭС становится целесообразным получение в утилке перегретого пара и использование его в турбогенераторе (рис. 4) наряду с утилизацией теплоты от других источников, указанных в предыдущей системе (рис. 3). Эффективность использования теплоты в таких системах достигает 90 – 93%.

В рассматриваемых установках предусматриваются средства для снижения токсичных веществ в отработавших газах двигателей. В их числе первичные меры – снижение образования оксидов азота путем применения малотоксичной регулировки впрыска воды в цилиндр, что позволяет снизить выбросы NO_x на 40 – 60%. В качестве вторичной меры предлагается установка на выхлопе селективного каталитического нейтрализатора с впрыском до него раствора мочевины, снижающего содержание NO_x на 80 – 85%.

В числе мероприятий, снижающих вредное воздействие шума и вибрации на окружающую среду, предусматривается установка глушителей

Т а б л и ц а 3

Распределение заказов на электроагрегаты с ПГ и ДД по видам топлива

Топливо	Доля ПГ и ДД, %		
	1997 – 1998 гг.	1998 – 1999 гг.	1999 – 2000 гг.
Дизельное	79,7	75,1	84,1
Тяжелое	6,7	3,9	3,2
Природный газ	13,1	19,8	12,6
Природный газ + жидкое	0,5	0,5	0,1

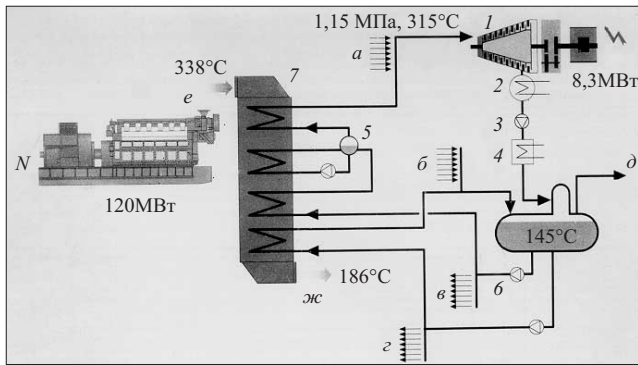


Рис. 4. Комбинированная система утилизации теплоты для выработки электрической и тепловой энергии:

1 – турбогенератор; 2 – конденсатор; 3 – конденсатный насос; 4 – подогреватель конденсата (охлаждающей водой двигателя); 5 – сепаратор пара высокого давления; 6 – сепаратор пара низкого давления; 7 – утилизационный котел; а – пар от других котлов; б – пароводяная смесь от других котлов; в – питательная вода в контуры высокого давления других котлов; г – питательная вода в контуры низкого давления других котлов; д – пар для подогрева топлива; е – газы от двигателя в утилизационный котел; жс – газы из котла в атмосферу

шума на всасывании воздуха в компрессор и на выпуске газов в атмосферу, а также установка двигателей на резиновые амортизаторы, соединение двигателей с генераторами посредством упругих муфт.

Когенерационная энергетика в 15 странах Европейского союза обеспечивает более 10% выработки электроэнергии. При этом по отдельным странам ЕС велики отклонения от средневропейской величины – например, 45% в Дании и до 2% в Ирландии.

Среди многообразных когенерационных установок, как правило, наиболее эффективны решения, в которых утилизируемая теплота используется в технологических процессах промышленных предприятий. При этом удается использовать бросовую теплоту практически почти круглосуточно. Иллюстрацией является установка Power Master,

включающая один двигатель фирмы Wartsila 14V46 мощностью 14 МВт для снабжения крахмальной фабрики Cerestar в г. Крефельде (Германия) электрической и тепловой энергией. Низкотемпературные носители теплоты из двухступенчатого охладителя наддувочного воздуха, используются для получения пара и в технологическом процессе производства крахмала. Выхлопные газы нагревают до 250°C воздух для сушки крахмала. Установка функционирует только с 12-часовой остановкой для профилактики через каждые 6 недель, КПД достигает 98,4% [6].

Другая, подобная когенерационная установка [7], включающая 10 генераторов мощностью по 2,1 МВт, приводимых газовыми двигателями Cummins CW220, производит помимо 20 МВт электрической энергии еще 12 т/ч пара и 10 МВт с горячей водой. ЭС обслуживает автомобильный завод Peugeot в восточной Франции, производящий 1600 автомашин в день. Тепловая энергия используется для промывки и очистки деталей и узлов автомобилей, для подготовки поверхностей кузовов под окраску.

Замена ранее существовавшей котельной, работавшей на мазуте, вновь построенной когенерационной ЭС позволила компании Peugeot ежегодно получать экономию, превышающую стоимость 100 автомобилей.

Наблюдаемое во всем мире возрастание интереса частных инвесторов к рынку электрической энергии (ЭЭ) в значительной мере обусловлено либерализацией законодательства и предоставлением существенных налоговых льгот владельцам когенерационных ЭС. Одним из лидеров среди стран, принявших в 1996 г. законодательство о приватизации и дерегулировании рынка ЭЭ, были США, первопроходцы в США – штат Калифорния, несколько позже Коннектикут и ряд других штатов. Процесс этот продолжается, в 2002 г. предполагается реформирование электрической системы в Техасе.

Т а б л и ц а 4

Сопоставление объема заказов генераторных агрегатов с ПГ и ДД в Северной Америке и в остальном мире за 1996 – 2000 гг.

Параметр	Календарный период июнь-май			
	1996 – 1997 гг.	1997 – 1998 гг.	1998 – 1999 гг.	1999 – 2000 гг.
Число заказов в мире	4818	5142	5207	6414
Число заказов в Северной Америке	1337	1856	1992	3035
Число заказов в остальном мире (за вычетом заказов в Северной Америке)	3481	3286	3215	3379
Прирост заказов в мире по отношению к предыдущему году	–	324	65	1207
Прирост (убыль) заказов в остальном мире по отношению к предыдущему году	–	–195	–71	164
Прирост заказов в Северной Америке по отношению к предыдущему году, абсолютный/%	–	519/38,8	136/7,3	1043/52

Либерализация рынка ЭЭ в США привела к резкому возрастанию спроса на генераторные агрегаты с поршневыми (табл. 4) и газотурбинными двигателями.

Приведенные в табл. 4 данные показывают, что после либерализации рынка ЭЭ в США возрастание числа заказов в мире на электроагрегаты с ПГ и ДД происходило только из-за их увеличения в Северной Америке. После длительного перерыва, в период с июня 1999 г. по май 2000 г., произошло возрастание числа заказов в остальном мире (без учета заказов Северной Америки). В значительной мере это обусловлено принятием в феврале 1999 г. законодательной директивы по либерализации

электроэнергетического рынка в Европейском союзе.

Список литературы

1. *Diesel and Gas Turbine Worldwide*, 1999, october.
2. *Diesel and Gas Turbine Worldwide*, 2000, october.
3. *Large Diesel Engines using High Pressure Gas Injection Technology*. MAN, B&W.
4. *Distributed Power*, 1999, oct / nov.
5. *Power Master. Plant Technology*. Wartsila NSD corporation.
6. *Power Master helps starch factory in Germany reduce energy bill*. – Energy News, 1999, № 7.
7. *Peugeot drives forward on Cummins Wartsila cogent plant*. – Energy News, 1999, № 7.

Sim-ross

Генеральный дистрибьютор

Nexans

(новое название Alcatel Cable)

**ОПТИМАЛЬНОЕ
СООТНОШЕНИЕ
ЦЕНА - КАЧЕСТВО**

(095) 513-15-95

(095) 513-15-97

www.simross.ru

krok@korolev.comcor.ru

● Самонесущие изолированные провода ТОРСАДА (0.4; 6/10 кВ).

● Силовые кабели для передачи и распределения электроэнергии, сухие, для подземной прокладки (6-500 кВ).

● Гибкие медные провода для энергетики, промышленности и строительства (до 1 кВ).

● Широкая гамма установочных проводов и кабелей, в т. ч. с повышенной пожаростойкостью, стойкостью к агрессивным средам (1 кВ).

● Вся гамма арматуры и инструмента для монтажа СИП Торсада.

Вся продукция сертифицирована.



ПЭИПК

Государственное образовательное
учреждение дополнительного
профессионального образования

**ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**
повышения квалификации
руководящих работников и специалистов
Министерства энергетики
Российской Федерации

ПЭИПК - базовое образовательное учреждение Министерства энергетики Российской Федерации. Институт аккредитован и действует на основании государственной лицензии Министерства образования России. Начало его деятельности датируется двадцатыми годами, вместе с реализацией плана ГОЭЛРО. Работа института, прерванная войной, была восстановлена решением Правительства СССР в 1952 году.

Ежегодно в институте повышают квалификацию более 2,5 тысяч специалистов-энергетиков топливно-энергетического комплекса, промышленности, строительства, транспорта, сельского и жилищно-коммунального хозяйства.

ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ПЕТЕРБУРГСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ РУКОВОДЯЩИХ РАБОТНИКОВ И СПЕЦИАЛИСТОВ

- Кафедра "Энергетического оборудования электрических станций, подстанций и промышленных предприятий" (ээсп), т. 448-83-52, т/факс 443-22-61, equip@peipk.spb.ru;
- Кафедра "Диспетчерского управления электрическими станциями, сетями и системами" (ДУЭС), т. 279-42-29, dues@peipk.energo.ru;
- Кафедра "Релейной защиты и автоматики электрических станций, сетей и систем" (РЗиА), т. 277-13-37, 277-50-33, rza@peipk.energo.ru;
- Кафедра "Систем связи топливно-энергетического комплекса" (ССТЭК), т. 151-23-32, 151-31-91, sstek@peterlink.ru;
- Кафедра "Экономики и организации управления в энергетике" (ЭОУЭ), т/факс 151-25-52;
- Кафедра "Энергетического надзора и энергосберегающих технологий" (ЭНЭТ), т/факс 443-21-43, peipk-enet@peterlink.ru;
- Факультет целевого обучения (ФЦО), т. 443-18-26, 443-19-26;
- Международный инженерный центр (МИЦ), т/факс 443-22-61, peipk@mail.ru;
- Камский филиал 423803, Татарстан, г. Набережные Челны, Челнинский пр., 7, т/факс (8552) 46-68-37;
- Челябинский филиал 454084, г. Челябинск, ул. Набережная, 5, т/факс (3512) 35-46-71;
- Новосибирский филиал 630007, г. Новосибирск, Пристанский пер., 4, т/факс (3832) 23-96-77.

**ИНСТИТУТ ИМЕЕТ ШЕСТЬ УЧЕБНЫХ КОРПУСОВ И ОБЕСПЕЧИВАЕТ
БЛАГОУСТРОЕННОЕ ПРОЖИВАНИЕ СЛУШАТЕЛЕЙ**

**ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБУЧЕНИЯ СЛУШАТЕЛЯМ ВЫДАЮТСЯ ДОКУМЕНТЫ
ГОСУДАРСТВЕННОГО ОБРАЗЦА**

Наш адрес: 196135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23
**ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ (ПЭИПК)**
Планово-договорная служба: тел. (812) 443-61-74, т/факс (812) 448-83-53,
факс (812) 108-39-50, e-mail: equip@peipk.spb.ru
тел. администрации гостиницы "Энергетик" 151-25-59

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ



- НАСОСЫ
- ДОМКРАТЫ
- СЪЕМНИКИ
- ПРЕССЫ
- НОЖНИЦЫ
- ГАЙКОРЕЗЫ
- ТРУБОГИБЫ
- ГАЙКОВЕРТЫ
- ЛЕБЕДКИ
- и др.

ЗАО "Энерпред-Гидравлик" тел./факс (095) 490-56-13, 490-07-52, 490-06-21 e-mail: enerpred-h@mail.ru, www.gidravlik.nm.ru

ЭЛЕКТРОННЫЕ КОНВЕЙЕРНЫЕ ВЕСЫ



Назначение:

- Измерение текущей производительности и массы транспортируемого материала;
- Составление баланса "загрузка-разгрузка" склада сыпучего материала;
- Регулирование подачи отдельных компонентов в поток сыпучего материала;
- Дозирование вагонов по заданной массе;
- Сигнализация о превышении уровня загрузки конвейера.

Преимущества:

- Класс точности 0,5 при любых углах наклона конвейера, случайных колебаниях нагрузки на ленте конвейера в пределах 0...100%, применения жестких (винтовых) натяжных устройств и клепаных стыков ленты;
- Выполняют градуировку и поверку косвенным способом спецгрузами без остановки технологического процесса и исключая взвешивание материала на образцовых весах;
- Обеспечивают 100% резервирование при отказе одного из 2-х каналов измерения.

Модификации:

- ЭКВ-4К... (одноканальные)
- ЭКВ-4Д... (двухканальные)
- Ширина ленты конвейера: от 300 до 2000 мм.

ЗАО "Энерпред-Гидравлик"

Россия, 123424, г. Москва, Волоколамское шоссе, 73, оф. 624
тел/факс (095) 490-14-41, 490-56-13, 490-45-25, 490-07-52, 490-06-17
e-mail: enerpred-h@mail.ru



ТЕХН  ПАРК

ОАО ТОМСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ДЕЛОВОЙ ЦЕНТР



14-16 ноября
IV Международная
выставка-конгресс
“ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ-2001”

Эффективные технологии и оборудование в промышленности, строительстве, жилищно-коммунальном хозяйстве, малой энергетике, возобновляемые источники энергии.

Второе Всероссийское совещание по энергосбережению

Добро пожаловать в Томск!

Справки по тел.: (3822) 416940, 416949
 Факс: (3822) 419768 E-mail : market@t-park.ru

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), ВОЛКОВ Э.П., ДЕНИСОВ В.И., ЗОТОВ В.М., КОРНИЕНКО А.Г., КОЩЕЕВ Л.А., ЛОШАК С.Б., ЛЯШЕНКО В.С., МОРОЗОВ Ф.Я., НЕКЛЕПАЕВ Б.Н., НЕЧАЕВ В.В., ОБРАЗЦОВ С.В., ОРФЕЕВ В.М., ОХОТИН В.Н., ПРУШИНСКИЙ Б.Я., РЕМЕЗОВ А.Н., САВВАЙТОВ Д.С., СЕДЛОВ А.С., СОЛОВЬЕВА Т.И., ФЕДОСЕЕВ Б.С., ШИРОКОВА М.И.

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора Соловьева Т.И.
 Ответственный секретарь Широкова М.И.
 Научный редактор Шишорина Г.Д.
 Литературный редактор Евсеева В.Н.
 Секретарь редакции Васина С.А.
 Компьютерный набор Коновалова О.Ф.

Раздел “Энергохозяйство за рубежом”

Научные редакторы: Алексеев Б.А., Котлер В.Р.

Адреса: редакции 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23;
 ИТФ “Энергопрогресс” 103062, Москва, ул. Чаплыгина, 6
 Телефоны: редакции (095)234-7417, 234-7419, 275-0023 доб. 21-66;
 главного редактора (095)275-34-83. Факс (095)234-7417
 Internet: <http://www.energy-journals.ru>
 E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 30.08.2001. Подписано в печать 28.09.2001. Формат 60×84 1/8.
 Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1850. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве “Фолиум”,
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210
 Internet: <http://www.folium.ru>, E-mail: folium@online.ru
 Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”